

METODOLOGÍA PARA MEJORAR LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE UN  
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA

PRESENTADO POR:  
JORGE LUIS GAVIRIA VARGAS

*Proyecto de grado presentado como requisito para optar por el título de Magíster  
en Ingeniería Eléctrica*

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
PEREIRA, JULIO DE 2019

METODOLOGÍA PARA MEJORAR LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE UN  
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA

PRESENTADO POR:

JORGE LUIS GAVIRIA VARGAS

DIRIGIDO POR:

Ph.D. CARLOS JULIO ZAPATA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
FÍSICA Y CIENCIAS DE LA COMPUTACIÓN  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
PEREIRA, JULIO DE 2019

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecer sinceramente al director del proyecto Ingeniero Carlos Julio Zapata, por su paciencia e invaluable aporte al desarrollo de esta tesis, a través de comentarios y discusiones.

Asimismo, agradezco a mis a mis padres Jorge Aníbal Gaviria, Gloria Emilse Vargas por apoyarme durante toda mi vida, ellos siempre están para darme sus opiniones con la intención de que alcance mis metas de la mejor forma.

Agradecimientos muy especiales también a mi hija Selene Gaviria y a mi esposa Luz Ángela Prieto, por la palabra de ánimo, incentivo a la perseverancia y permitir ocupar parte de mi tiempo libre para desarrollar mis actividades académicas.

Para finalizar, agradezco a los compañeros y jefes de la Empresa de Energía del Quindío (EDEQ), en especial a los ingenieros Fernando Muñoz Casas, Giovanny Andrés Nese Buitrago y Jorge Leonardo Martínez por su apoyo en el momento de autorizar la asistencia a clase en horarios laborales.

## RESUMEN

La principal función de un sistema eléctrico es proveer potencia continuamente; de aquí, surge el concepto de confiabilidad, que, en una red de distribución, se define como la capacidad de tener disponible energía eléctrica y que esta pueda ser suministrada de forma ininterrumpida al punto de conexión del usuario final.

Un alto porcentaje de fallas en las redes de distribución son de tipo transitorias, sin embargo, pueden presentarse fallas permanentes, lo cual se traduce en interrupciones en el servicio de energía [6].

Con el fin de tener un servicio de energía ininterrumpida, se hace necesario garantizar recursos de generación cercanos al lugar de consumo, ubicando fuentes de inyección de potencia en las interconexiones a los puntos de alimentación. La generación distribuida está asociada con dos tipos de tecnología; las convencionales que utilizan combustibles fósiles o las no convencionales que utilizan recursos renovables.

La inyección de generación eléctrica en los sistemas de distribución se está haciendo cada vez más común; y es aquí, donde se debe de conocer el impacto que tienen estas unidades distribuidas en la confiabilidad de las redes.

Este trabajo presenta un método que permite aumentar la confiabilidad en los sistemas de distribución, considerando la conexión de recursos distribuidos a lo largo de la topología de la red. Por lo tanto, en aras de identificar el mejor resultado se plantean 3 escenarios; en el *primer escenario*, se evalúa la confiabilidad de un circuito en su estado normal de operación, *el segundo*, se analiza la reconfiguración de red en uno de los nodos más alejados y en *el tercero*, se realiza un análisis del impacto en la confiabilidad durante el proceso de restauración cuando conectamos proyectos de generación en los puntos de carga, y/o al final del alimentador.

La metodología propuesta se divide en tres etapas:

- En la primera etapa, tenemos los datos de entrada de los proyectos de generación y de su circuito asociado
- En la segunda, se ajustan las limitaciones desde el punto de vista técnico y se identifican las restricciones impuestas en el marco regulatorio
- En la tercera, se implementa la estrategia de optimización y las técnicas de

valoración.

En términos generales, en las últimas dos etapas, se definen las restricciones del problema, según el marco regulatorio y las definidas por los límites térmicos, ya que en la segunda etapa, se utiliza un flujo de carga para encontrar los límites térmicos de cada segmento de red y la demanda máxima del circuito, con los resultados obtenidos, se definen las restricciones de tipo técnico, se ajustan las magnitudes de potencia de los proyectos y por último, se define las islas que pueden ser energizadas en dicho circuito.

En la tercera etapa, se desarrolló una estrategia de optimización utilizando un algoritmo genético, tomando como función objetivo el mínimo valor de los índices de confiabilidad descritos en el marco regulatorio actual. Estos indicadores de confiabilidad son producto de la creación de eventos aleatorios en la simulación de Montecarlo, simultáneamente en cada iteración, se ejecuta un flujo de carga monofásico que se encarga de verificar que se cumplan las restricciones técnicas, para finalmente realizar la elección de los recursos distribuidos viables a conectar.

Dicho procedimiento es evaluado en una red de distribución, de prueba de 123 nodos llamado *FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR* a 4.3 kV.

Las pruebas realizadas dan cuenta de la mejora en la confiabilidad, el alivio en la capacidad de transporte en el sistema eléctrico, mejoramiento de los perfiles de tensión y reducción en los cambios de tramos de red al conectar generación distribuida

Los resultados obtenidos demuestran la importancia de la metodología, por tal motivo, se propone que sea utilizada como una herramienta de análisis, para que los operadores de red definan criterios de selección en los proyectos de generación, que serán conectados en los sistemas eléctricos.

El desarrollo de la metodología se realiza a partir de la revisión del marco regulatorio establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), de las restricciones existentes en los Sistemas de Distribución Local (SDL) y de los proyectos de generación que son viables a ser conectados en las redes eléctricas.

## CONTENIDO

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>9</b>
<b>2. OBJETIVOS.....</b>	<b>12</b>
<b>2.1. OBJETIVO GENERAL .....</b>	<b>12</b>
<b>2.1.1. Objetivos específicos: .....</b>	<b>12</b>
<b>3. ANTECEDENTES.....</b>	<b>13</b>
<b>3.1. MARCO REGULATORIO Y NORMATIVO COLOMBIANO.....</b>	<b>13</b>
<b>3.2. REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE ACADÉMICO.....</b>	<b>16</b>
<b>4. CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA....</b>	<b>20</b>
<b>4.1. RESTRICCIONES SEGÚN EL MARCO REGULATORIO COLOMBIANO.....</b>	<b>20</b>
<b>4.2. MÉTODO UTILIZADO Y ESTRATEGIA DE OPTIMIZACIÓN. ....</b>	<b>21</b>
<b>4.2.1. Algoritmo Genético para la ubicación de Generación Distribuida. ....</b>	<b>21</b>
<b>4.2.1.1. Construcción e implementación del algoritmo. ....</b>	<b>22</b>
<b>4.2.1.2. Población.....</b>	<b>23</b>
<b>4.2.1.3. Función Objetivo. ....</b>	<b>23</b>
<b>4.2.1.4. Operadores Genéticos.....</b>	<b>23</b>
<b>4.2.1.5. Cruzamiento.....</b>	<b>23</b>
<b>4.2.1.6. Mutación. ....</b>	<b>23</b>
<b>4.3. SELECCIÓN DE UNA TÉCNICA PARA EVALUAR LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD. ....</b>	<b>24</b>
<b>4.3.1. Índices de confiabilidad para Sistemas de Distribución. ....</b>	<b>24</b>
<b>4.3.2. Condiciones para el uso adecuado de los índices de confiabilidad. ....</b>	<b>24</b>
<b>4.3.3. Método para predicción de la confiabilidad.....</b>	<b>25</b>
<b>4.3.4. Simulación de Montecarlo. ....</b>	<b>25</b>
<b>4.3.5. Evaluación de los índices de confiabilidad.....</b>	<b>26</b>
<b>4.4. REMUNERACIÓN POR INCENTIVOS. ....</b>	<b>27</b>
<b>5. METODOLOGÍA DESARROLLADA.....</b>	<b>29</b>
<b>5.1. INFORMACIÓN PARA IMPLMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA.....</b>	<b>29</b>
<b>5.2. CRITERIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA. ....</b>	<b>29</b>

<b>5.3. CONSIDERACIONES PARA DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA.....</b>	<b>29</b>
<b>5.4. MODELO MATEMÁTICO.....</b>	<b>30</b>
<b>5.5. PROCEDIMIENTOS PASO A PASO PARA LA MEJORA DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD. ....</b>	<b>33</b>
5.5.1. Primer paso en el desarrollo de la metodología.....	33
5.5.2. Segundo paso en el desarrollo de la metodología.....	33
5.5.3. Tercer paso en el desarrollo de la metodología.....	35
<b>6. CASOS DE PRUEBA Y RESULTADOS .....</b>	<b>37</b>
<b>6.1. CASOS DE ESTUDIO.....</b>	<b>39</b>
6.1.1. CASO 1: cálculo de variables eléctricas y confiabilidad para el caso base del sistema IEEE 123.....	40
6.1.2. CASO 2: cálculo de variables eléctricas y confiabilidad para sistema IEEE 123 simulando reconfiguración (una fuente equivalente nodo 114).....	41
6.1.3. CASO 3: cálculo de variables eléctricas y confiabilidad para el sistema IEEE 123 utilizando la metodología propuesta. ....	43
<b>6.2. REMUNERACIÓN SEGÚN EL MARCO REGULATORIO.....</b>	<b>45</b>
<b>6.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>46</b>
<b>7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....</b>	<b>48</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>50</b>

## Figuras

Figura 1 Límites inferior y superior del índice SAIFI - SAIDI .....	15
Figura 2. Diagrama de flujo de un algoritmo genético.....	22
Figura 3. Ejemplo gráfico de mutación por codificación binaria de un algoritmo genético. ....	24
Figura 4. Bandas de indiferencia SAIDI y SAIFI definidas en el marco regulatorio.....	28
Figura 5. Estructura general de la metodología desarrollada. ....	31
Figura 6. Selección de Proyectos de generación <b>PGD</b> candidatos a conectar. ....	34
Figura 7. Vector proyectos candidatos y vector potencias. ....	35
Figura 8. Procedimiento para el dimensionamiento de <b>PGD</b> .....	36
Figura 9. Topología de red del FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx.....	38
Figura 10. Datos de entrada de la red y proyectos candidatos. ....	38
Figura 11. Algoritmo genético-flujo de carga y simulación de Montecarlo. ....	39
Figura 12. Topología del FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx con fuente equivalente en N114 para reconfiguración de red. ....	41
Figura 13. Topología del FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx utilizando la metodología propuesta.....	43
Figura 14. Proyección SAIDI y SAIFI considerando generación distribuida. ....	45
Figura 15. Análisis porcentual SAIDI obtenido en los tres escenarios. ....	45
Figura 16. Análisis porcentual SAIFI obtenido en los tres escenarios.....	46

## Tablas

Tabla 1. Datos de Entrada para generar el algoritmo de simulación confiabilidad.....	26
Tabla 2. Niveles de tensión de FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx en estado normal. ....	40
Tabla 3. Cargabilidad de FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx en estado normal. ....	40
Tabla 4. Niveles tensión FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx simulando reconfiguración. ....	42
Tabla 5. Cargabilidad de FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx simulando reconfiguración. ....	42
Tabla 6. Resultado algoritmo genético. ....	43
Tabla 7. Niveles de tensión FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx con generación distribuida. ....	44
Tabla 8. Cargabilidad FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx con generación distribuida. ....	44



## 1. INTRODUCCIÓN

La generación de energía eléctrica se produce usualmente en centrales a gran escala, usando tecnologías convencionales en lugares alejados. Esto no solo genera pérdidas de energía, bajos niveles de tensión, sino también incertidumbre en la calidad del servicio al usuario final. Por tal motivo, los recursos distribuidos se han convertido en un apoyo a los sistemas de generación convencional, hecho que facilita la inyección de potencia en lugares cercanos a la carga.

No obstante, la integración de recursos de generación puede impactar las redes eléctricas de forma positiva o negativa, esto se debe a que su implementación modifica el modo de operación de la red [15]. Además, se busca aumentar la confiabilidad del servicio mediante la conversión de los sistemas de distribución en redes inteligentes. En este sentido, algunos países han desarrollado políticas en busca de promover e incentivar la integración de nuevas fuentes de energía dentro de sus sistemas eléctricos [6]. Con respecto a Colombia, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), a través de la Ley 1715 [12], promueve la creación de marcos legales asociados al uso de las fuentes no convencionales de energía que fomenta el uso racional de la energía.

Estamos entonces orientados a aumentar la continuidad del suministro de energía eléctrica a las redes de distribución, y de forma más específica mejorar la "confiabilidad de servicio". No obstante, se ha identificado que estas redes eléctricas, cada cierto tiempo experimentarán situaciones, que derivan en cortes de servicio, dado que los elementos que lo componen sufren desperfectos o fallas (por condiciones de operación o medioambientales).

Entonces, la confiabilidad para este tipo de sistemas se establece con base a una serie de cuantificadores, que intentan describir, en promedio, las veces en que se ve afectado el servicio eléctrico y sus probables duraciones. Frente a esta situación, una manera más general de evaluar la confiabilidad del servicio es a través de indicadores, con la implementación de guías asociadas al cumplimiento de estándares de calidad bajo índices de confiabilidad en sistemas de distribución de energía eléctrica [1].

Es importante tener en cuenta que, en Colombia, la confiabilidad está cobrando cada vez más importancia, dada la necesidad de alimentar de forma ininterrumpida la mayor cantidad de cargas. La confiabilidad del servicio de energía eléctrica, medida a través de índices de desempeño, tiene dos orientaciones: *el registro de eventos pasados* y *la predicción de confiabilidad*.

En el año 2017, la superintendencia de servicios públicos presentó un informe donde se analiza la calidad del servicio de energía eléctrica en los sistemas de distribución local de Colombia, allí se revela que en SAIDI (System Average Interruption Duration Index) un usuario experimentó una duración de 39.5 horas de interrupciones (lo que equivale a 1 día y 15 horas continuas sin servicio de energía), este valor en comparación con el año 2016 aumentó en 1.5 horas, también se revela que en SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), un usuario experimentó en promedio 51.3 interrupciones en el servicio de energía durante 2017 y aumentó su frecuencia en 2.3 en relación con el 2016. [6].

Frente al detrimento en la continuidad del servicio, uno de los objetivos fundamentales es generar metodologías que permitan mejorar la confiabilidad. Esto ha hecho que surjan propuestas como la reconfiguración de redes de distribución, análisis estacionarios para la conexión de generación intermitente, algoritmos de optimización para la estimación de recursos distribuidos y técnicas metaheurísticas que permita planear, operar y controlar los sistemas de distribución.

Dicho esto, los operadores de red normalmente tienen registros históricos y estadísticos de los eventos, con los cuales pueden evaluar el desempeño de sus sistemas [6]. La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, basado en el desempeño pasado y ayuda en la toma de decisiones sobre modificaciones en componentes de la red y su topología. La utilización de esta información por parte de los operadores de red ayuda a la toma de decisiones sobre la misma red, a crear políticas de mantenimiento, de operación, incorporación de elementos de maniobra automatizados, refuerzo de elementos, entre otros.

Por consiguiente, proponemos un procedimiento que aumenta la calidad del servicio de energía eléctrica en los sistemas de distribución, con el propósito de disminuir las inversiones por cambios de conductores, expansión y por lo tanto desarrollar una metodología que mejora los índices de confiabilidad, considerando la integración de recursos distribuidos en sistemas de distribución.

A lo largo de la propuesta metodológica, encontraremos una revisión de los antecedentes asociados al marco regulatorio vigente, la normatividad colombiana, las restricciones operativas que son producto del análisis eléctrico y el estado del arte académico relacionado con este problema. A la vez que describimos los conceptos básicos de confiabilidad, donde se enuncian las restricciones, los métodos utilizados, la estrategia de optimización y las características técnicas de los recursos de generación de energía eléctrica para ser conectados.

Se presenta, además, el desarrollo de la metodología que aumenta la confiabilidad en las redes de distribución, cumpliendo con las restricciones eléctricas y operativas asociadas a la conexión de los recursos de generación. Mostrando los resultados obtenidos de los casos de estudio, mediante la evaluación de la metodología sobre un sistema de prueba de 123 nodos, con el fin de evidenciar la disminución de los índices SAIDI y SAIFI por utilizar generación distribuida.

Por último, mostramos las conclusiones, recomendaciones y propuestas para trabajos futuros alrededor de la confiabilidad, que tiene relevancia en el mercado eléctrico colombiano bajo los esquemas regulatorios vigentes.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1. OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar una metodología que permita mejorar los índices de confiabilidad en sistemas de distribución de energía eléctrica utilizando generación distribuida.

#### **2.1.1. Objetivos específicos:**

- Definir los criterios generales para determinar el dimensionamiento de las tecnologías más comunes de generación distribuida convencional y no convencional, de acuerdo a las características del sistema de distribución eléctrico.
- Definir criterios generales para la ubicación de las diferentes tecnologías de generación alternativa según el tipo de planta, de acuerdo a las condiciones topológicas de las redes eléctricas en el punto de conexión propuesto.
- Seleccionar una técnica de valoración de la confiabilidad en los sistemas de distribución con integración de generación distribuida para que sea adecuada y poder evaluar los índices de confiabilidad contemplando las condiciones operativas que esto implica.
- Plantear una metodología para mejorar los indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica, utilizando generación distribuida.

### 3. ANTECEDENTES

#### 3.1. MARCO REGULATORIO Y NORMATIVO COLOMBIANO.

La CREG ha definido mediante la resolución 015 del 2018, la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional SIN; en particular, en el capítulo 5.2 se presenta la *calidad del servicio en los sistemas de distribución local SDL* [11]. Este modelo, reproducido a continuación, tiene como objetivo que los operadores de red (OR) puedan mejorar la confiabilidad de las redes eléctricas acorde con una metodología de remuneración, aumentar la calidad del servicio y establecer un marco de referencia que definan sus planes de inversión.

El esquema descrito en el marco regulatorio vigente pretende fundamentalmente medir en términos de duración y frecuencia los eventos que perciben los usuarios conectados a sus redes. Es por esto, que la CREG ha estandarizado la forma de evaluar la continuidad del servicio de energía eléctrica en Colombia adoptando los índices internacionales de confiabilidad llamados SAIDI y SAIFI.

El indicador SAIDI representa la duración total en horas de los eventos sucedidos en los Sistemas de Distribución Local SDL en un periodo anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$SAIDI_t = \sum_{i=1}^m \frac{\sum_1^i (NU_{i,m} * D_{i,m})}{UT_m * 60} \quad (1)$$

$SAIDI_t$ : Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año  $t$ , medido en horas al año.

$D_{i,m}$ : Duración en minutos del evento  $i$ , sucedido en el mes  $m$ .

$NU_{i,m}$ : Número de usuarios del evento  $i$ , sucedido en el mes  $m$ .

$UT_m$ : Número total de usuarios conectados al SDL.

El indicador SAIFI representa la cantidad total de los eventos sucedidos en los Sistemas de Distribución Local SDL en un periodo anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$SAIFI_t = \sum_{i=1}^m \frac{\sum_1^i (NU_{i,m})}{UT_m} \quad (2)$$

$SAIFI_t$ : Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del operador de red, durante el año  $t$ , medido en cantidad al año.

El esquema de incentivos se complementa con uno de compensaciones a los usuarios, el cual busca garantizar un nivel mínimo de calidad media anual, el cual le pueda aumentar o disminuir los ingresos a un operador de red, según sea el caso, durante un año de evaluación. Con base al desempeño anual de los indicadores SAIDI y SAIFI se debe aplicar un incentivo expresado como un valor que se adiciona o se resta del ingreso anual a reconocerle al operador de red [11].

Debido a lo anterior, el desempeño anual se mide a partir de la comparación de los índices mencionados, con respecto a la meta anual fijada para cada uno, es decir, los incentivos serán iguales a cero cuando los indicadores anuales del sistema se encuentren dentro de la banda de indiferencia definida para cada uno en dicho año, como se muestra a continuación:

- a. Para el indicador de duración: región cuyo límite superior es igual a  $1.05 * \text{metaSAIDI}_t$  y límite inferior es igual a  $0.95 * \text{metaSAIDI}_t$
- b. Para el indicador de frecuencia: región cuyo límite superior es igual a  $1.05 * \text{metaSAIFI}_t$  y límite inferior es igual a  $0.95 * \text{metaSAIFI}_t$

La meta anual con respecto a la calidad promedio del sistema será el resultado de aplicar una reducción del 8% anual con respecto a los indicadores de referencia de cada OR. La meta para el indicador de duración de los eventos sucedidos en un sistema de distribución se obtiene con base en la siguiente expresión:

$$\text{metaSAIDI}_t = (1 - 0.08) * \text{metaSAIDI}_{t-1} \quad (3)$$

$\text{metaSAIDI}_t$ : Meta del indicador de duración de eventos, en horas al año  $t$

$\text{metaSAIDI}_{t-1}$ : Meta del indicador de duración de eventos, en horas al año  $t-1$

La meta para el indicador de frecuencia de los eventos sucedidos en un sistema de distribución se obtiene con base en la siguiente expresión:

$$\text{metaSAIFI}_t = (1 - 0.08) * \text{metaSAIFI}_{t-1} \quad (4)$$

$\text{metaSAIFI}_t$ : Meta del indicador SAIFI, en cantidad de eventos al año  $t$

$\text{metaSAIFI}_{t-1}$ : Meta del indicador SAIFI, en cantidad de eventos al año  $t-1$

Esta formulación muestra que la CREG pretende incentivar económicamente al operador de red a mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos, estableciendo límites superiores e inferiores a los eventos que generen interrupciones,

adicionalmente para el cálculo de indicadores de confiabilidad SAIDI y SAIFI, se podrán excluir los eventos menores o iguales a 3 minutos [11]. A continuación, se ilustra gráficamente estos límites:

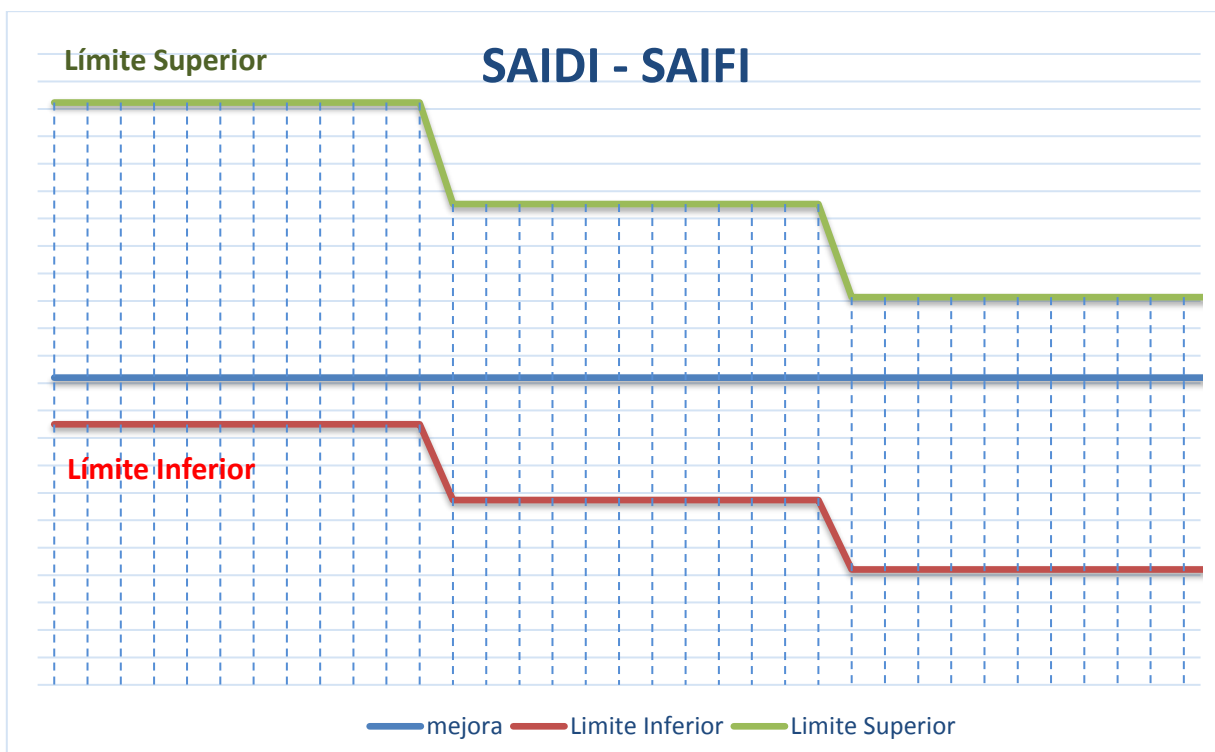


Figura 1 Límites inferior y superior del índice SAIFI - SAIDI

En el año 2014, la UPME impulsa por medio del ministerio de minas y energía, la aprobación de la LEY 1715, la cual pretende incentivar el uso de tecnologías de generación de energía renovables, al otorgar disminución en la declaración de renta y exclusiones en el pago de aranceles por importación de equipos. Esta iniciativa, busca disminuir los costos de implementación de energías renovables, cualquiera que sea, bajando los costos operacionales y facilitando la integración de generación distribuida en las redes [15]. De igual manera ordena establecer un proceso de conexión simplificado para los generadores a gran escala hasta 5 MW. Lo cual le confirió a la CREG, la facultad de definir las normas por los excedentes que se generen a pequeña escala [15]. Dando más claridad, las tecnologías no renovables de energía están clasificadas en fuentes renovables, como eólica, geotérmica, solar, biomasa y aprovechamientos hidráulicos.

Es así como la CREG, ha definido mediante publicación en diario oficial, la resolución 030 del 2018 por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), allí se estableció la metodología para la remuneración de la actividad de

distribución de energía eléctrica [11]. La resolución tiene como objetivo definir los mecanismos fáciles y sencillos para que los pequeños productores de energía eléctrica puedan vender sus excedentes a los sistemas eléctricos en Colombia.

Las siguientes condiciones, se tratarán como restricciones durante el desarrollo de la metodología a implementar:

- En el nivel de tensión 1, la sumatoria de la potencia instalada de los generadores distribuidos GD que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador [15].
- El límite de potencia máximo para que un autogenerador sea considerado como de pequeña escala, definido en la Resolución UPME 281 de 2015, es igual a 5 MW.

### **3.2. REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE ACADÉMICO.**

Debido al crecimiento de la demanda y a la preocupación de los entes gubernamentales por la reducción en la confiabilidad de los sistemas eléctricos, se está impulsado la implementación de nuevas alternativas, que garanticen en buena medida menores impactos en la calidad del servicio de energía [6].

Las redes eléctricas actuales no fueron diseñadas para conectar generación de energía o el almacenamiento de esta, es probable que en algunos casos la integración de recursos distribuidos pueda cambiar la topología de los sistemas. Aunque se han logrado avances en la implementación y en la adopción de los recursos distribuidos en las redes, esto genera la necesidad de realizar un estudio de impacto en la confiabilidad [6].

En las siguientes referencias se plantean alternativas para variar la magnitud de los índices de confiabilidad. Entre las más comunes, se encuentran las que realizan interconexiones en las redes de distribución, implementando reconfiguraciones de circuitos (que tienen suplencias disponibles), es de esta forma, que se hace necesario considerar las características específicas de cada red, como son: la interconexión propuesta, el punto de conexión propuesto, las características específicas del sistema eléctrico, entre otras [11]. Así mismo, hay consideraciones específicas para las nuevas tecnologías de generación, las cuales se derivan del tipo de fuente de energía, su capacidad de despacho, variabilidad y la predictibilidad de operación bajo diferentes condiciones de operación.



Con el paso del tiempo, se han planteado metodologías que realizan cambios en la condiciones topológicas y en las variables eléctricas de las redes de distribución; Por lo tanto, se presenta una metodología de reconfiguración de redes de distribución donde se plantea un índice de sensibilidad basado en la estabilidad de la tensión y se incorpora un modelo de distribución de la carga, con el fin de obtener una reducción en las pérdidas de potencia y un mejor perfil de tensión [4]; también se han propuesto modelos de optimización convexos para realizar reconfiguración en las redes eléctricas que maximicen la integración de generación distribuida en el sistemas eléctricos; mantener entre sus rangos los perfiles de tensión, disminuir la cargabilidad de las líneas y las pérdidas. Aunque se obtienen buenos resultados, estas metodologías solo se pueden utilizar en los puntos donde hay interconexión entre circuitos, esta condición hace que se restrinja el uso de estos métodos, en conclusión, no explora todos los puntos óptimos donde estarían conectadas las fuentes de energía, limitando la confiabilidad de un sistema de distribución [2].

Adicionalmente cuando se habla de integración de generación distribuida surgen restricciones en el momento de realizar reconfiguración de circuitos, entre estos aspectos, tenemos los relacionados con flujos bidireccionales en sistemas eléctricos, niveles de cortocircuito desconocidos y la cargabilidad de redes. Sin embargo, se identifican grandes beneficios desde el punto de vista de confiabilidad, calidad de la potencia (mejores niveles de tensión) y una probable atenuación de la corriente de cortocircuito [10].

También se plantean métodos de optimización monobjetivo y multiobjetivo para evaluar la confiabilidad, donde se propone un método de optimización por enjambre de partículas híbridas con el objetivo de obtener el menor costo de operación mediante la adecuada ubicación de condensadores y generación distribuida en la red de distribución [3]; en el diseño de otra metodología con algoritmos genéticos combinados (GA) donde se realiza la ubicación estratégica y dimensionamiento del tamaño óptimo de la generación distribuida conectada a la red con elementos de electrónica de potencia [8]. Aunque se obtienen buenos resultados, no se tuvo en cuenta las condiciones operativas que implica operar una red con elementos de electrónica, además, supone la conexión de generación en cualquier nodo de la red, por tanto, los índices de confiabilidad no mejorarían ya que se ubicarían unidades de generación no reales conectadas en la red.

Otras de las metodologías planteadas están basadas en generar flujos de carga con redes en anillo, pretenden integrar la generación distribuida, determinando el estado operativo (apertura y cierre) de los elementos de corte con el objetivo de mejorar la confiabilidad. Adicionalmente, evalúan el aporte a la disminución de

pérdidas técnicas y el equilibrio de potencia en los alimentadores primarios de diferentes fuentes [5]. Aunque esta metodología es muy eficiente y sencilla, no es tan generosa en el momento de obtener resultados en un sistema de distribución, ya que la cantidad de algoritmos para realizar el cálculo de flujo de carga es proporcional al número total de conmutadores, aumentando notablemente el costo computacional y limitando la toma de decisiones por no disponer de unos resultados más robustos.

Así pues, se realiza la evaluación de los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI incluyendo la penetración de generación distribuida durante la operación de un sistema de distribución, usando una novedosa técnica de predicción gris restringida y complementándola con el concepto de segmentación. También, se ha modelado diferentes situaciones topológicas, implementado algoritmos genéticos para determinar una posible ubicación óptima de generadores distribuidos. Aunque son muy efectivas estas metodologías, con el uso de electrónica de potencia, se estarían inyectando señales armónicas al sistema y por lo tanto se estaría incluyendo una variable adicional de falla a las redes eléctricas, disminuyendo la confiabilidad en los sistemas de distribución [11].

Es entonces, donde encontramos una propuesta para mejorar la confiabilidad controlando elementos conectados a las redes de distribución, tales como condensadores, interruptores u otros elementos remotos, con el fin de garantizar un funcionamiento óptimo de los sistemas y aumentar la confiabilidad, por tal motivo, se ha implementado una formulación multiobjetivo en las redes de distribución que considera la disminución de las pérdidas de potencia en las redes, el equilibrio de carga, mínimas caídas de tensión y balance de fases de los clientes importantes conectados a la red [2]. Aunque el método funciona muy bien, este solo se enfoca en desarrollar un mecanismo que disminuya las pérdidas, mejore la cargabilidad, el perfil de tensión y no actúa en función de los índices de confiabilidad en las redes

Encontramos así los modelos estocásticos para predecir la confiabilidad en las redes de distribución, entre los más comunes, se tienen los árboles de decisión, árboles de falla, conjuntos de corte mínimos, conjuntos de lazos, matriz de conexión con probabilidad condicional [9]. Aunque estas metodologías entregan soluciones factibles, los métodos son limitados, ya que existen topologías de red mucho más complejas e incluso sistemas eléctricos muy extensos que al ser evaluadas, no pueden reducirse mediante combinaciones de serie y paralelo.

Finalmente, en enero de 2018 la CREG publico la metodología que regula la actividad de distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario actual. Para

su implementación, reveló que Colombia experimentó un detrimento en las interrupciones y en la duración. Con base a esta conclusión y comparando su evolución, se afirma que en Colombia hay una *“caída en la calidad del servicio de energía y por lo tanto se ha venido deteriorando con el paso de los años”* [6].

Con las afirmaciones anteriores, se puede concluir, que la prestación del servicio de energía en cualquier población de Colombia no es la mejor, esto conlleva a plantear propuestas que ayuden a mejorar la confiabilidad.

#### **4. CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

Por diversas causas, los componentes de un sistema eléctrico se ven sometidos a fallas, o salen de operación, lo que significa la desconexión de uno o más cargas. El objetivo de la evaluación de confiabilidad de una red eléctrica es determinar indicadores que reflejen la calidad de servicio de energía sobre el usuario final.

##### **4.1. RESTRICCIONES SEGÚN EL MARCO REGULATORIO COLOMBIANO.**

La CREG por medio de la resolución 015 de 2018 (Calidad del servicio), establece *“la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”* [13]. Adicionalmente, por medio de la resolución 030 de 2018 (conexión generadores distribuidos), regula *“las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”* [15].

En la LEY 1715 del 2015, se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional colombiano. Finalmente, la Unidad de Planeación Minero Energética mediante la resolución UPME 281 del 2015, se define la potencia máxima para ser definir un generador distribuido.

El propósito del presente proyecto es mejorar los índices de confiabilidad en sistema de distribución, considerando la inyección de energía por la conexión de recursos distribuidos en las redes, por lo tanto, es necesario acotar el problema incluyendo las siguientes consideraciones:

- No se realizarán diseños de generación
- Se tendrán en cuenta los proyectos de generación candidatos a ser conectados en las redes eléctricas.

Como consecuencia de lo anterior, nuestro horizonte de estudio está orientado a analizar las redes de distribución en su estado actual, así:

- No se planea expansión de circuitos.
- No incluye remodelación a las redes eléctricas.
- No se realiza cambio de conductores.
- Solo se tendrá en cuenta la conexión de nuevos proyectos.

- Se considerará los aspectos regulatorios más relevantes de la resolución 015 del 2018 relacionado con los índices SAIDI y SAIFI.
- También, los aspectos regulatorios más relevantes de la resolución 030 del 2018, en lo relacionado con restricciones, criterios de conexión de fuentes renovables de energía.

Adicionalmente, se tendrán en cuenta aspectos técnicos del circuito en estudio y las siguientes restricciones regulatorias del criterio de diseño mencionados anteriormente que son la base para determinar la viabilidad eléctrica de los proyectos, estos son:

- Disponibilidad del recurso primario, definido en los proyectos.
- Capacidad térmica de los conductores del circuito primario en el punto de conexión.
- En nivel de tensión 1, la sumatoria de la potencia instalada de los generadores distribuidos que entregan energía a la red debe ser menor o igual al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita la conexión. “La capacidad nominal de una red está determinada por la potencia nominal del transformador” Garantizar el 15% de la capacidad nominal en punto de inyección.  $\sum P_{GD} \leq 0.15 * P_{nom}$ .
- Por la distancia entre el punto de conexión y la ubicación de la planta, que sea alrededor y no máxima de 0,5 km.
- Para ser considerado generador distribuido, la potencia máxima no puede ser mayor o igual a 5 MW.

#### **4.2. MÉTODO UTILIZADO Y ESTRATEGIA DE OPTIMIZACIÓN.**

A continuación, se ilustra un algoritmo genético como estrategia de optimización también, se describe el método de simulación Montecarlo para predecir los índices de confiabilidad SAIDI - SAIFI y, por último, se utiliza un flujo de carga monofásico en la evaluación de restricciones operativas.

##### **4.2.1. Algoritmo Genético para la ubicación de Generación Distribuida.**

Los métodos metaheurísticos están basados en la búsqueda, en la mecánica de la selección natural, en la genética biológica, homogeneidad entre los algoritmos y el comportamiento de la naturaleza. En figura 2 se ilustra el diagrama de flujo de un algoritmo genético [17].

El objetivo, es mejorar los índices de confiabilidad en sistemas de distribución con generación distribuida, por tal motivo cuando se instalen recursos distribuidos

debemos garantizar que se cumplan las restricciones operativas más relevantes, como los límites de tensión, límites térmicos de los conductores.

Un algoritmo genético busca encontrar una solución óptima al problema, para ello se establece una función objetivo, una población inicial (conjunto de posibles soluciones), se seleccionan individuos, bajo ciertos criterios y se reproducen nuevos a partir de estos [17]. Después, se utilizan uno o varios operadores evolutivos aumentando la calidad de los individuos o su aptitud (equivalente en la naturaleza a la eficiencia del individuo en la lucha por los recursos), luego se evalúa nuevamente la población, cuantificando el estado de las nuevas soluciones factibles y que tanto se aproximan a la óptima. Finalmente, el proceso termina cuando se logra un preestablecido criterio de convergencia.

#### 4.2.1.1. Construcción e implementación del algoritmo.

Un algoritmo genético, es un método de solución de problemas de optimización de tipo heurístico o basado en inteligencia artificial, por ende, la operación, desempeño y convergencia se basa en la lógica y la estructura de programación con la cual se codifica [17]. En la Figura 2, se muestra un diagrama de flujo para la construcción del algoritmo.

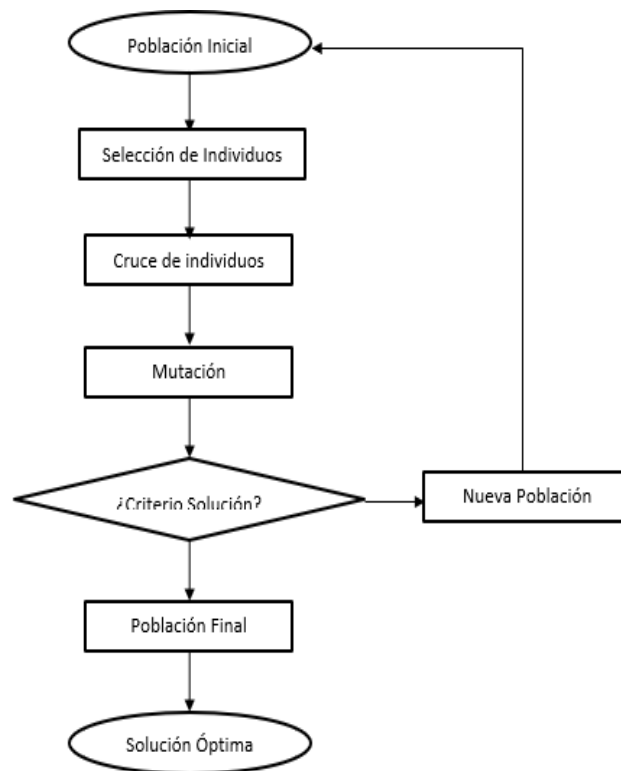


Figura 2. Diagrama de flujo de un algoritmo genético.

#### **4.2.1.2. Población.**

La población se refiere al número de individuos que se evalúan para cuantificar el progreso del algoritmo y el resultado final. Habitualmente la población inicial se escoge generando valores al azar [17].

#### **4.2.1.3. Función Objetivo.**

Dos aspectos elementales para el buen desempeño de los algoritmos genéticos son: determinar adecuadamente la función objetivo y utilizar una buena codificación. La función objetivo debe mejorar la eficiencia y solucionar casos particulares [17].

#### **4.2.1.4. Operadores Genéticos.**

Para pasar de una generación a otra, se realiza un proceso de selección. En dicho proceso, se escogerán los individuos que tienen oportunidad de reproducirse, los cuales serán aquellos más aptos, tal y como ocurre en la naturaleza. En este caso utilizaremos selección por torneo, el cual consiste en escoger los individuos que se reproducirán con base en comparaciones directas entre sus genes o tipos [17]. La pareja de individuos que van a competir es escogida al azar. En la versión probabilística al individuo más apto se le da un coeficiente de probabilidad de selección que generalmente va de 0.5 a 1, si se acierta en el rango de probabilidad este coeficiente, será seleccionado.

#### **4.2.1.5. Cruzamiento.**

Después de seleccionar los individuos, se recombinan para producir su descendencia. La tasa de probabilidad de cruce que se suele utilizar es alta entre 50% y 100%, el número típico que escoge dentro de este rango es del 90% [17]. Si un individuo es sobresaliente, se puede usar más de una vez para cruzarse con otros, de esta manera esta información genética dominante se mantiene en más individuos de la siguiente generación, sin embargo, cruzarlo demasiadas veces produce reducción del espacio de búsqueda y la diversidad genética.

#### **4.2.1.6. Mutación.**

La mutación en la naturaleza provoca la variación de algún o algunos genes de los individuos de forma aleatoria tal como se muestra en la Figura 3 [17]. La mutación suele darse después del cruce, una vez establecidos los individuos que pasan a la

siguiente generación entonces se les otorga una probabilidad de sufrir mutación, esta probabilidad debe ser baja para no alterar el enfoque de búsqueda del algoritmo innecesariamente por lo general se utilizan valores del 1% o cercanos.

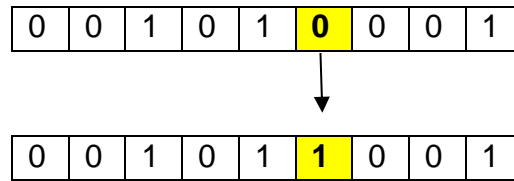


Figura 3. Ejemplo gráfico de mutación por codificación binaria de un algoritmo genético.

#### **4.3. SELECCIÓN DE UNA TÉCNICA PARA EVALUAR LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.**

Para iniciar con el análisis de falla, se hace necesario acoger los índices de confiabilidad que están bajo el marco regulatorio colombiano vigente.

##### **4.3.1. Índices de confiabilidad para Sistemas de Distribución.**

En Colombia, está en vigencia la resolución CREG 015 de 2018, la cual adoptó los índices SAIDI y SAIFI con el fin de poder determinar los rangos aceptables de confiabilidad y el esquema de penalizaciones e incentivos económicos. Con lo mencionado en el marco regulatorio vigente, se adoptan los estándares internacionales utilizando los indicadores más comunes en los Estados Unidos de América y establecidos en la guía IEEE “Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices” [16].

##### **4.3.2. Condiciones para el uso adecuado de los índices de confiabilidad.**

A continuación, se mencionan aspectos relevantes para el uso adecuado de los índices de confiabilidad [16]:

- Si una zona tiene usuarios residenciales, comerciales e industriales se debe utilizar una combinación de varios tipos de índices.
- Los índices de confiabilidad pueden tener grandes diferencias entre las zonas atendidas por un operador, por ejemplo, zona urbana y la rural.
- Los índices de confiabilidad son estimadores de los valores esperados de las correspondientes variables aleatorias.
- La calidad del estimador de un valor esperado depende del número de información disponible. Esto requiere un trabajo continuo para toma de datos



y almacenamiento.

- Para conocer una predicción de ocurrencia de un índice es necesario obtener su distribución de probabilidad.
- El que los índices de confiabilidad se calculen para un tiempo de referencia anual, no quiere decir que siempre se utilice la información de un solo año, también pueden calcularse utilizando los registros operativos de varios años, lo que sucede, es que generalmente el resultado final se expresa en unidades anuales.

#### **4.3.3. Método para predicción de la confiabilidad.**

La valoración predictiva de confiabilidad de los sistemas de distribución se realiza de la siguiente manera [16]:

- A nivel de circuito primario de distribución.
- Considerando que la fuente de energía es ilimitada.
- Modelando la red en forma de equivalente monofásico, es decir asumiendo que el sistema es balanceado en su construcción, operación bajo condiciones normales.
- Considerando que todos los componentes son independientes.
- Considerando tasas de falla y reparación constantes para los componentes.
- Utilizando modelos de confiabilidad de dos estados para los componentes.

#### **4.3.4. Simulación de Montecarlo.**

La simulación de Montecarlo consiste en la simulación de una gran cantidad de situaciones, generadas en forma aleatoria, donde los valores de los índices de confiabilidad corresponden a los momentos de las distribuciones de probabilidad. Es el método de solución más versátil ya que permite incorporar modelos de falla, reparación y demanda de cualquier tipo, dependencia entre los componentes, modelamiento desbalanceado y diversas condiciones de operación (reconfiguración, desbalance, criterio de pérdida de elementos...) [16]. Previo a aplicar esta técnica es necesario tener:

- Los modelos de falla y reparación de los componentes.
- El modelo de la demanda.
- Las condiciones operativas que aplican a la red.

Este método realiza en forma artificial la operación del sistema durante un periodo de tiempo de interés  $T$ , generalmente 1 año, para un “escenario” definido por las demandas de los usuarios, parámetros de los componentes y topología de red. El procedimiento se repite  $N$  veces con las cuales se obtiene una muestra en cada

una de las salidas. El análisis de la red se hace solo en el momento en que ocurre la falla de un componente, esto se denomina “estrategia del próximo evento”.

#### 4.3.5. Evaluación de los índices de confiabilidad.

A continuación, se mencionan el procedimiento para generación de eventos artificiales con Criterio  $n-1$ , tasas de fallas y reparación constantes, condiciones balanceadas en la red:

##### Datos de entrada:

1	Para cada componente las distribuciones de probabilidad de los tiempos para falla y reparación.
2	Para cada componente los puntos de carga que afecta al no estar disponible.
3	Modelo de la demanda en cada punto de carga: distribución de probabilidad, curva de demanda.
4	Usuarios en cada punto de carga.
5	Modelo de recurso primario de generación para cada planta de energía renovable.
6	Modelo de cada unidad de generación de las plantas de energía renovable.
7	Criterio para corte de carga.

Tabla 1. Datos de Entrada para generar el algoritmo de simulación confiabilidad.

A continuación, se presentan los pasos de los índices de para generar el algoritmo de simulación confiabilidad:

Paso 0: Numerar los componentes.

Paso 1:  $t_i = 0$ , es el contador de tiempo en la realización  $i$ .

Paso 2: Para cada uno de los componentes, generar un tiempo para falla  $ttf$  a partir del correspondiente modelo de falla.

Paso 3: Determinar el componente  $x$  con menor tiempo para falla  $\min(ttf)$ .

Paso 4: Si  $t$  es mayor o igual  $T$  año, no hay falla en el sistema en esta iteración. Ir al paso 8.

Paso 5: Generar un tiempo para reparación  $ttr$  para el componente  $x$  utilizando el correspondiente modelo de reparación.

Paso 6: Calcular el tiempo acumulado de operación del sistema:  $t_i = t_i +$

$\min(ttf) + ttf$ .

Paso 7: Para cada punto de carga generar un valor de demanda utilizando el correspondiente modelo de demanda.

Paso 8: Para cada planta de generación de energía renovable generar un valor de recurso primario de generación.

Paso 9: Determinar el efecto de la falla del componente  $x$  sobre el sistema: Usuarios desconectados, demanda no servida (MW/h), violación de las condiciones operativas (voltajes, sobrecargas). La valoración de este último aspecto puede requerir ejecutar otras funciones como flujo de carga.

Paso 10: Acumular los índices de confiabilidad de los puntos de carga: Número de fallas, horas de indisponibilidad, energía no servida, número de violaciones de voltaje,

Paso 11: Si  $t_i < T$  volver al paso 2.

Paso 12: Si  $t_i \geq T$  se ha simulado un año de operación del sistema. Se considera que esta es una realización. Ajustar el último  $ttf$  o  $ttr$  para que el tiempo total  $t_i$  sea igual a  $T$ .

Paso 13: Verificar el criterio de parada. Si este no se cumple volver al paso 1; de lo contrario parar.

Paso 14: Procesar datos de cada salida: estadísticas descriptivas, ajuste a una distribución.

#### **4.4. REMUNERACIÓN POR INCENTIVOS.**

El desarrollo de esta metodología no tiene como objetivo realizar un análisis financiero, una viabilidad económica o analizar la rentabilidad esperada de los proyectos a lo largo de su vida útil. Lo que se pretende es evaluar la disminución del flujo de potencia en las redes para garantizar que se perciba un beneficio o remuneración económica por medio de los incentivos definidos en la resolución CREG 015 de 2018.

Adicionalmente analizar los aspectos económicos para evaluar que la metodología propuesta garantiza los ingresos por concepto de remuneración. Esto se logra, al disminuir los índices de confiabilidad SAIDI - SAIFI de forma progresiva, minimizando el número de interrupciones y disminuyendo los tiempos de indisponibilidad porcentualmente en cada periodo.

En la figura 4 se ilustra el comportamiento de los índices SAIDI y SAIFI con relación al tiempo (meses, años), en ella se observa que están establecidas las bandas de indiferencias, límites superiores e inferiores. En color verde se muestra la banda de indiferencia proyectada en el tiempo para garantizar la remuneración económica.

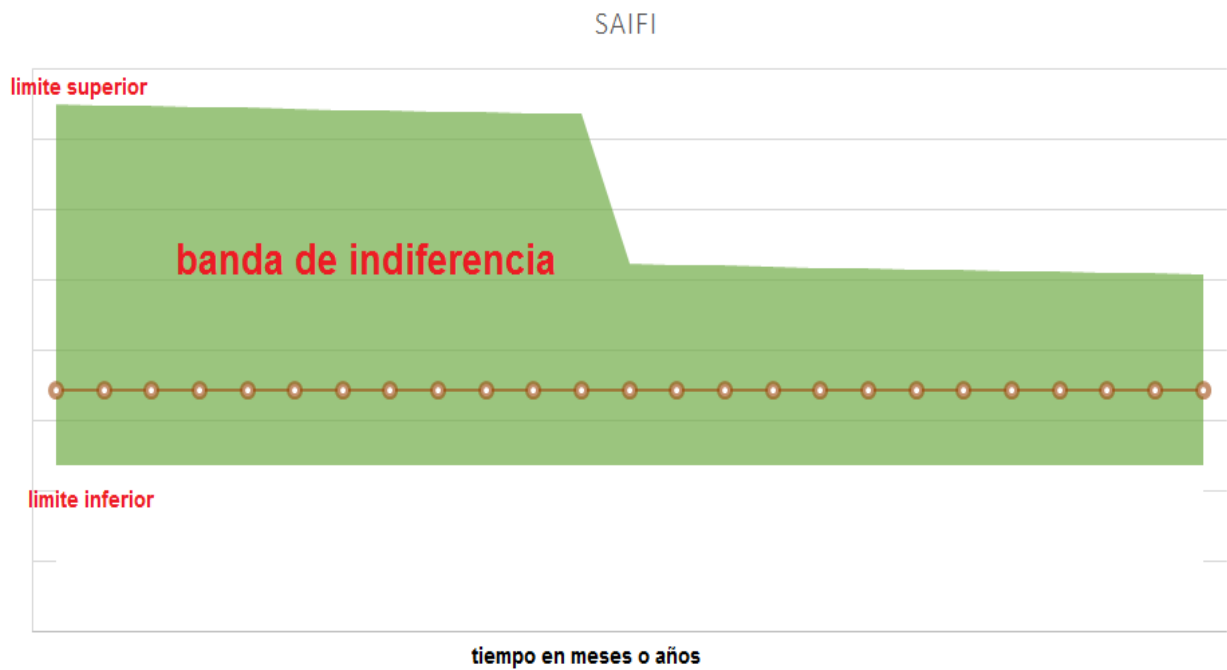


Figura 4. Bandas de indiferencia SAIDI y SAIFI definidas en el marco regulatorio.

## **5. METODOLOGÍA DESARROLLADA.**

La metodología se desarrolla con el objetivo de reducir los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI. Es necesario evaluar los aspectos más relevantes del uso de recursos distribuidos en las redes eléctricas desde el punto de vista operativo, beneficios, ventajas y sus efectos técnicos.

### **5.1. INFORMACIÓN PARA IMPLMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA.**

Con el fin de llevar un hilo conductor que ilustre de forma clara la metodología propuesta, se requiere la siguiente información:

- Tener disponible los datos de entrada del sistema de distribución a analizar.
- Tener disponible los históricos de falla de cada componente del sistema.
- Tener disponible los proyectos generación.
- Limites operativos del caso base (red en estado normal).
- Criterios de selección de proyectos de generación a ser conectados.
- Potencias nominales de los proyectos de generación.

### **5.2. CRITERIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA.**

Se debe considerar el problema del flujo de potencia, el cual consiste en encontrar el punto de funcionamiento en estado estacionario del sistema eléctrico debido a una carga puntual y a la potencia suministrada por el recurso distribuido, esto nos permite estimar las tensiones en las barras y los limites térmicos en cada segmento de red. Con la información anterior, se utiliza una técnica metaheurística que considera la integración de recursos en la red de distribución para poder evaluar este nuevo escenario en una simulación de Montecarlo en la función objetivo (Índices SAIDI, SAIFI) y al final realizar la elección de los proyectos de generación que cumplan con las restricciones descritas en el marco regulatorio.

### **5.3. CONSIDERACIONES PARA DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA.**

Se relacionan las consideraciones que se tendrán en cuenta para la implementación de la metodología:

- Cuando ocurre una falla de cualquier tipo (transitoria o permanente) en las redes eléctricas, las unidades de generación distribuida deben ser desconectadas automáticamente (ej: relé de sub-tensión).

- Las interrupciones ocurridas en un sistema de distribución se tienen en cuenta para el cálculo de índices de confiabilidad, a partir del tercer minuto.
- Se debe evaluar en la segunda etapa de la metodología, los escenarios donde los generadores distribuidos estén en la capacidad de alimentar algunas islas del circuito.
- Por último, se deben identificar que dichas unidades de generación tengan la capacidad de alimentar las islas identificadas, y este efecto debe ocurrir en menos de 3 minutos.

El desarrollo de la metodología descrita está enfocado en analizar los proyectos de generación a ser conectados en un sistema de distribución, por tal motivo, es necesario disponer de los aspectos técnicos y topológicos para poder conocer las variables eléctricas de la red. Los datos de entrada son:

- Descripción de los nodos.
- Tensión nominal.
- Topología de la red: nodo inicial, nodo final, la distancia del tramo de red.
- Configuración de la red: conductancias, inductancias y reactancias.
- Ubicación nodal de cargas.
- Posición geográfica de los nodos.
- Posición geográfica de cada elemento de corte.

Los proyectos de generación deben aportar los siguientes datos:

- Dimensionamiento de la potencia máxima a conectar.
- Punto de conexión en la red de distribución.
- Distancia del punto de conexión a la ubicación de la planta de generación.

#### **5.4. MODELO MATEMÁTICO.**

Esta sección ilustra una metodología que utiliza las resoluciones 015 del 2018 y 030 del 2018 establecida por la CREG; incluye proyectos de generación y considera las restricciones técnicas propias de los Sistemas de Distribución Local.

Se utilizará la metodología mostrada en la Figura 5, que se descompone en tres (3) secciones principales permitiendo una mejor comprensión. Esta metodología disminuye los índices de confiabilidad seleccionando los proyectos de generación adecuados, sujeto a las restricciones asociadas en el marco regulatorio y

verificando posibles violaciones a los límites técnicos de la red.

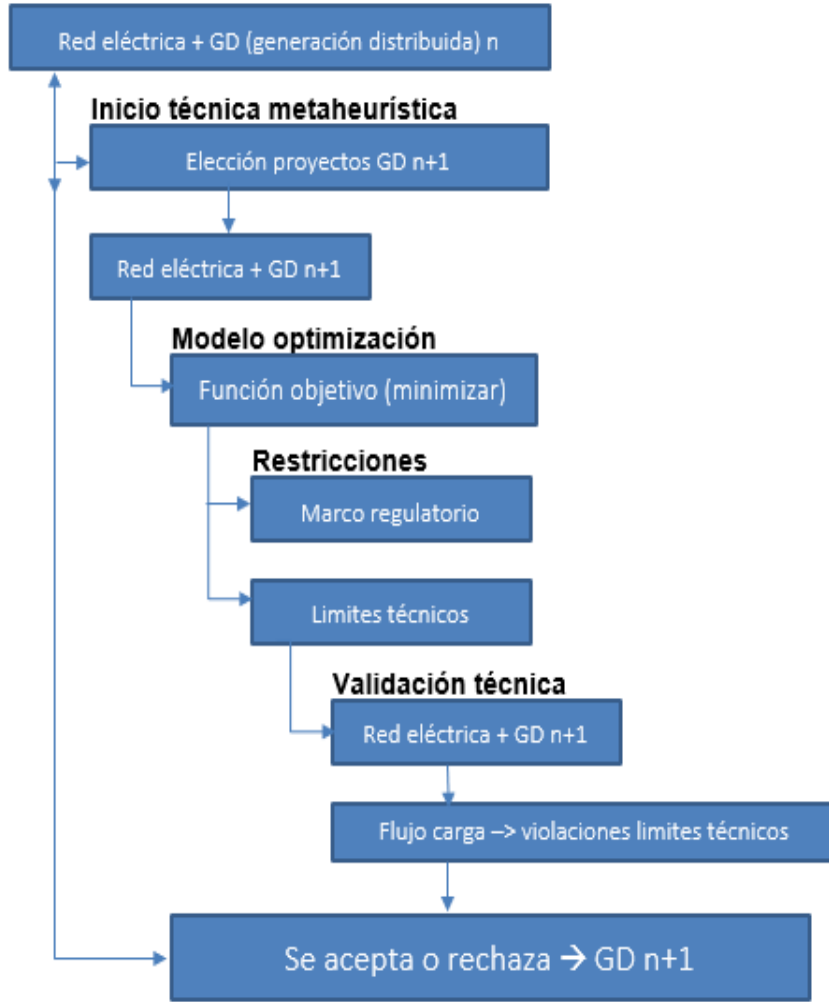


Figura 5. Estructura general de la metodología desarrollada.

La función objetivo del problema propuesto consiste en mejorar los índices de confiabilidad, cumplir con el perfil de tensiones, los límites térmicos e idéntica los proyectos de generación inviables.

Los índices de Confiabilidad, denotado como InSAIDI y InSAIFI están definidos por la ecuación (5) y (6) correspondientemente, para ello se comparan los índices SAIDI y SAIFI con GD y los índices SAIDI y SAIFI arrojadas sin integración de GD.

$$\text{InSAIDI}_{\text{con generación}} = \sum_{i=1}^N \frac{\text{SAIDI}_{iGD}}{\text{SAIDI}_i} \quad (5)$$

$$\text{InSAIFI}_{\text{con generación}} = \sum_{i=1}^N \frac{\text{SAIFI}_{iGD}}{\text{SAIFI}_i} \quad (6)$$

N: número de iteraciones

$SAIDI_{iGD}$ : duración de las interrupciones caso  $i$  con GD

$SAIFI_{iGD}$ : Interrupciones caso  $i$  con GD

$SAIDI_i$ : Índice duración en el nodo  $i$  sin GD

$SAIFI_i$ : Índice interrupción en nodo  $i$  sin GD

Restricciones del modelo

$$P_{GD i-min} \leq P_{GD} \leq P_{GD-max} \quad (7)$$

$$V_{i-min} \leq V_{nom} \leq V_{i-max} \quad (8)$$

$$P_{GD i} \text{ hasta } 15\% \text{ Capacidad nominal del punto de conexi3n} \quad (9)$$

$$P_{GD} \text{ máx hasta } 5 \text{ MW} \quad (10)$$

$$\sum P_{GD} \leq D_x \quad (11)$$

Conexión generadora al circuito = 500 m

$V_i$ : Tensión  $i$ ;

$V_{nom}$ : Tensión nominal.

Función Objetivo: la función objetivo consiste en mejorar los índices  $SAIDI$ ,  $SAIFI$

$$\min(\ln SAIDI + \ln SAIFI)$$

s.a.

$$P_{GD i-min} \leq P_{GD} \leq P_{GD-max}$$

$$V_{i-min} \leq V_{nom} \leq V_{i-max}$$

$$P_{GD i} \text{ hasta } 15\% \text{ Capacidad nominal del punto de conexi3n}$$

$$P_{GD} \text{ máx hasta } 5 \text{ MW}$$

$$\sum P_{GD} \leq D_x$$

$$\text{Conexi3n generadora al circuito} = 500 \text{ m}$$



## **5.5. PROCEDIMIENTOS PASO A PASO PARA LA MEJORA DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.**

A continuación, se ilustran cada uno de los pasos usados para la mejora de los índices de confiabilidad:

### **5.5.1. Primer paso en el desarrollo de la metodología.**

1. Conocer los datos de entrada del sistema de distribución a analizar, esta información consiste:
  - a. Condiciones iniciales.
  - b. Topología de la red (nodo inicial, nodo final y distancia del tramo de red).
  - c. Parámetros de la red ( $R$ ,  $X$ ).
  - d. Descripción de las cargas (potencia activa, reactiva).
  - e. Elementos de corte (seccionadores, reconectadores e interruptores).
2. Conocer los históricos de falla de cada componente del sistema a analizar:
  - a. Tasa fallas [fallas/año].
  - b. Tiempo medio reparación [horas].
  - c. Demanda de los usuarios.
  - d. Número de usuarios afectados.
3. Tener disponible los proyectos candidatos:
  - a. Ubicación de los recursos distribuidos.
  - b. Potencias nominales de los generadores distribuidos.

### **5.5.2. Segundo paso en el desarrollo de la metodología.**

Se ejecuta un algoritmo de flujo de carga monofásico, el cual nos arroja las variables eléctricas en estado estacionario, a partir de aquí, se deben validar las siguientes restricciones y límites operativos:

- No superar el límite térmico de los conductores del sistema.
- Cumplimiento de los rangos de tensión.

Adicionalmente, se utilizan los siguientes criterios de selección (bajo el marco regulatorio) de proyectos de generación:

- a. En nivel de tensión 1, la sumatoria de la potencia instalada de los generadores distribuidos que entregan energía a la red debe ser menor o igual al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o

subestación donde se solicita la conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la potencia nominal del transformador” Garantizar el 15% de la capacidad nominal en punto de inyección.  $\sum P_{GD} \leq 0.15 * P_{nom}$ . resolución CREG 030 del 2018.

- Que la distancia entre el punto de conexión y la ubicación del recurso distribuido sea menor o igual a 500 m. criterio propio.
- Para ser considerado generador distribuido, la potencia no puede ser mayor a  $P_{GD} \leq 5 MW$ . UPME 281 de 2015.
- La demanda del circuito  $D_x$  debe ser mayor a la sumatoria de demanda de los generadores distribuidos.  $\sum P_{GD} \leq D_x$ .

Ante el incumplimiento de algunos de los requisitos anteriores, el propietario del proyecto de generación debe ajustar el dimensionamiento de la potencia del generador distribuido  $P_{GD}$  para que cumpla con las condiciones de conexión, como se muestra a continuación:

- Si  $\sum P_{GD} > 0.15 * P_{nom}$ , entonces llevar al límite superior o a la igualdad  $\sum P_{GD} = 0.15 * P_{nom}$ .
- Si la distancia entre el punto de conexión y la ubicación del generador se superan 500 m, se debe validar que no alteren los parámetros de la red.
- Si  $P_{GD} > 5 MW$ , entonces llevar al límite superior  $\sum P_{GD} = 0.15 * P_{nom}$ .

En el diagrama de flujo de la figura 6, se ilustra de forma más detallada dicho procedimiento de ajuste.

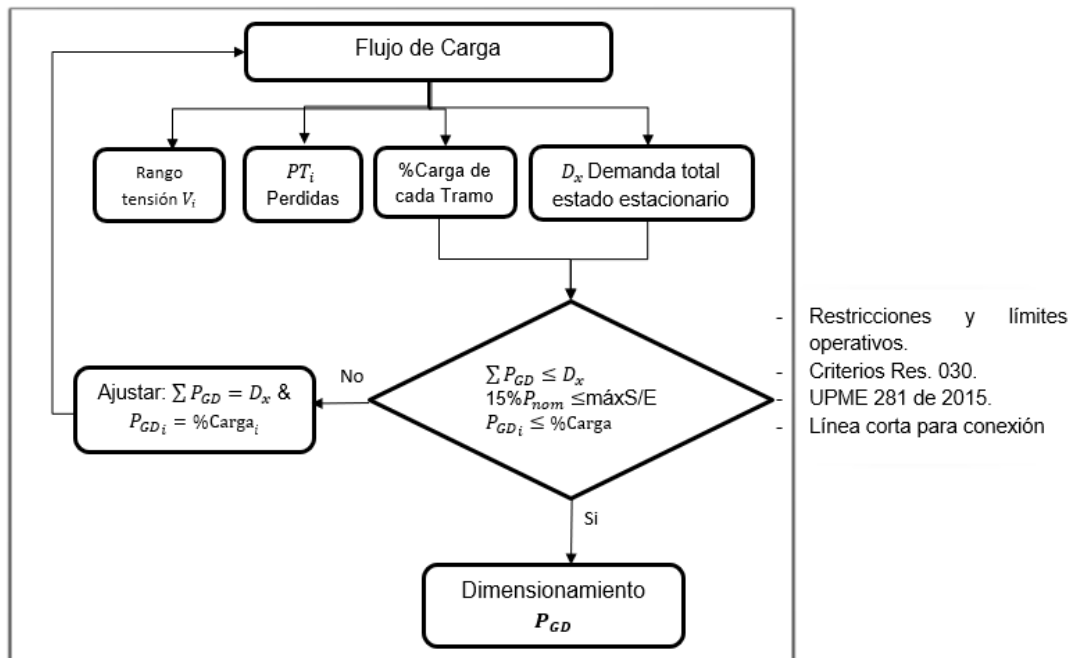


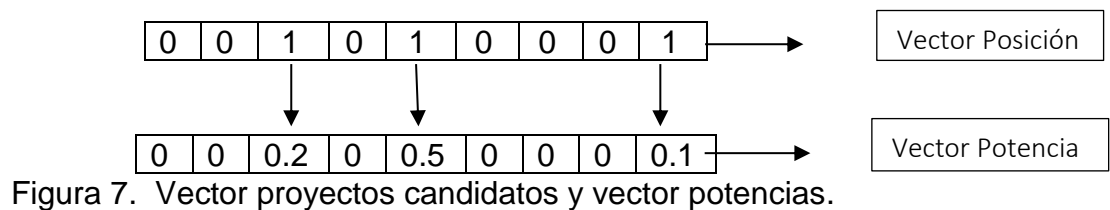
Figura 6. Selección de Proyectos de generación  $P_{GD}$  candidatos a conectar.

### 5.5.3. Tercer paso en el desarrollo de la metodología.

Con los datos arrojados por el flujo de potencia, se toma el porcentaje de carga de cada tramo, la demanda total del circuito y se compara con la potencia de diseño de los generadores distribuidos, esto nos permite evaluar rangos de las variables desde punto de vista técnico y garantizar que no se violen los límites térmicos de la red ante la implementación de la generación distribuida.

Este procedimiento nos garantiza la viabilidad técnica de los proyectos y nos define cuáles serían las unidades que cumplen con los requisitos de dimensionamiento de potencia, viables a ser conectados en un sistema de distribución de energía eléctrica.

Con la información anterior, se define un vector de posiciones de los proyectos de generación: el primero, es un vector de posiciones y el segundo, es de potencias como se muestra en la figura 7. Estos datos son el insumo de una técnica metaheurística, la cual, inicia una elección de forma aleatoria para poder realizar las evaluaciones productos de la metodología.



El vector de posición y el vector de potencias se utilizan como datos entrada para el dimensionamiento de la generación distribuida de los proyectos. Se inicia una técnica metaheurística, que para nuestro caso es un algoritmo genético:

- Inicialmente, se elige una población.
- Al continuar con el proceso evolutivo, se realiza:
  - o Un proceso de selección natural.
  - o Cruzamiento.
  - o Mutación.

Se continua con la ejecución de un flujo de carga, a fin de validar las restricciones (límites de tensión y cargabilidad):

- No puede superar el límite térmico de los conductores del sistema.
- Cumplimiento de los rangos de voltaje.

Sí no se cumple con las restricciones anteriores, inicia de nuevo el proceso.

Por último, se evalúan los índices de confiabilidad SAIDI, SAIFI utilizando una simulación de Montecarlo

- Se valora nuevo SAIDI y SAIFI con la ejecución de la simulación de Montecarlo (población actual)

Sí se cumple que la Función objetivo  $\ln\text{SAIFI}_{n+1}$ ,  $\ln\text{SAIDI}_{n+1}$  es menor al  $\ln\text{SAIFI}_n$ ,  $\ln\text{SAIDI}_n$ , se reemplaza el vector de posición y el vector de potencias nuevo, de lo contrario se conserva.

Resultados: la elección de proyectos de generación se resume en el diagrama de flujo ilustrado en la figura 8.

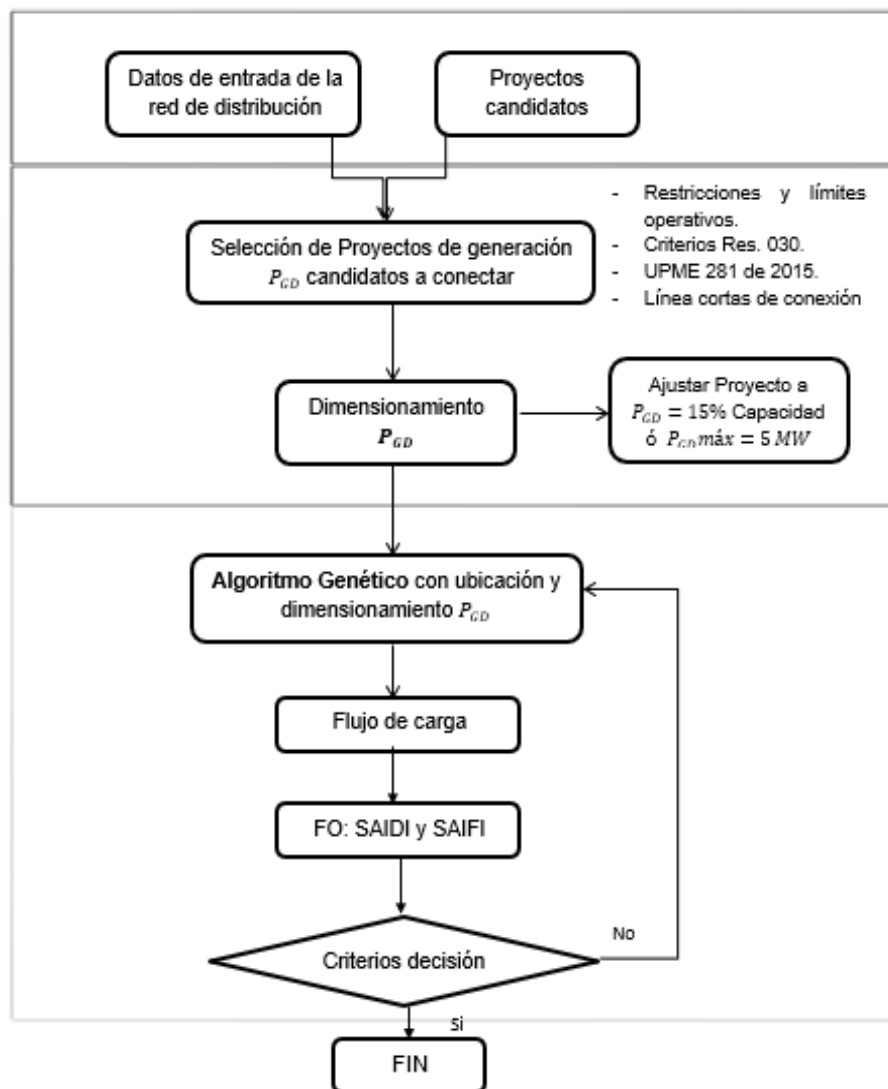


Figura 8. Procedimiento para el dimensionamiento de  $P_{GD}$ .

## 6. CASOS DE PRUEBA Y RESULTADOS

A continuación, se ilustran tres casos de estudio, con el fin de mostrar la mejora de los indicadores SAIDI y SAIFI incluyendo las restricciones operativas mencionadas en el capítulo anterior.

Con el fin de lograr una presentación clara del modelo de optimización, se desarrollará el diagrama de flujo mostrado en la Figura 8. Esta metodología consiste en un procedimiento que se divide en tres (3) secciones, permitiendo una mejor comprensión.

Para iniciar los análisis, se utilizará la base datos el sistema de prueba IEEE 123 “FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx”, el cual tiene la topología descrita en la figura 9.

La base de datos está compuesta por 7 pestañas:

General: Contiene las condiciones iniciales, como la descripción del nodo slack, voltaje nominal, tipo de sistema de medición y tensiones para un punto de operación del sistema.

Topology: en la topología, se tiene el nodo inicial, nodo final y la distancia del tramo de red.

Configurations: En configuración aparece la enumeración de la configuración, se describe si es una línea u transformador y cada uno de los parámetros R, X.

Loads: En las cargas se tiene una descripción de cada nodo asociado a la carga activa, reactiva por fase.

Graphic: En la pestaña, se tiene una descripción de cada punto georreferenciado con el fin de poder graficarlo.

Switches: En esta pestaña se tiene disponible el número de nodo inicial y final de cada elemento de corte del circuito.

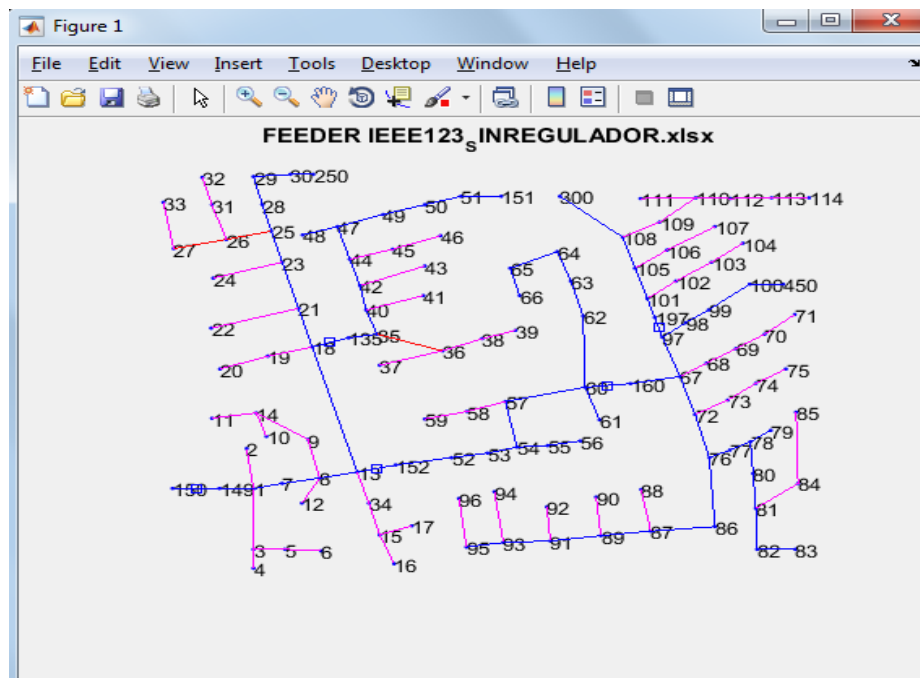


Figura 9. Topología de red del FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx.

Datos de entrada:



Figura 10. Datos de entrada de la red y proyectos candidatos.

Se inicializa la valoración, ingresando los datos de entrada del sistema de distribución y seleccionado los proyectos de generación propuestos. Se supone que ya se realizó la validación de las restricciones normativas.

Técnica de evaluación: Se implementa una técnica metaheurística (con algoritmo genético) para poder establecer la ubicación de los proyectos de generación, con los siguientes datos de entrada:

Se define el tamaño de la población  
 Se define el número de generadores  
 Se establece el número iteración máximas  
 Se ingresa vector de posiciones  
 Se ingresa vector de potencias  
 Se establece el límite mínimo de la tensión  
 Se establece el límite máximo de la tensión

→ TamPoblacion= "10"  
 → NumGD= "3"  
 → IterMax= "200"  
 → TamGD= [0 1 ...];  
 → PotGD= [0 0.5 ...];  
 → LimMin= 0.95  
 → LimMax= 1.05

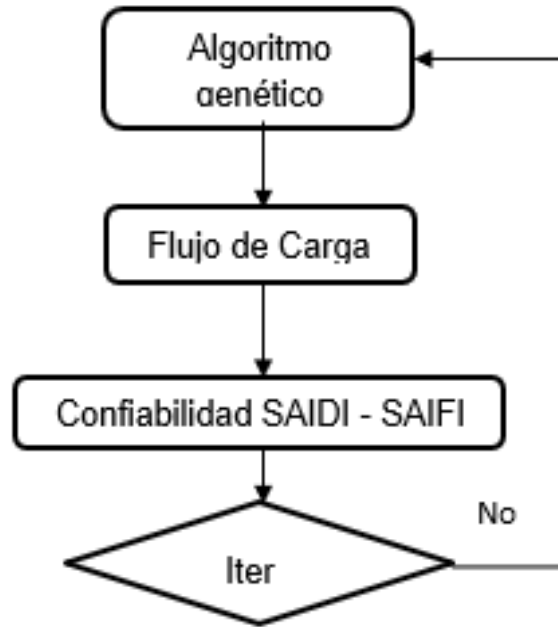


Figura 11. Algoritmo genético-flujo de carga y simulación de Montecarlo.

### 6.1. CASOS DE ESTUDIO.

Con el objeto de mostrar la mejoría en la confiabilidad de los sistemas de distribución, se pueden realizar la cantidad de casos de estudio que se consideren necesario, sin embargo, en esta ocasión se estudiarán tres casos:

- El primer caso de estudio está asociado al análisis base del circuito en su estado normal de operación.
- El segundo caso de estudio hace referencia a la simulación de la reconfiguración de un sistema de distribución.
- Y el tercer caso de estudio está relacionado a la implementación de la metodología propuesta en este texto.

Para iniciar los casos de estudio, se hacen las siguientes consideraciones:

- Se asume  $\text{metaSAIDI}_t = 90 \frac{\text{numero usuarios promedio afectados en el tiempo}}{\text{numero total usuarios}}$
- Se asume  $\text{metaSAIFI}_t = 460 \frac{\text{numero de usuarios promedio afectados}}{\text{numero total usuarios}}$
- Y se produce una falla en el nodo 67

Se evalúa el indicador de duración, cuyo *límite superior* es igual a es igual a  $1.05 * \text{metaSAIDI}_t = 90.5$

Para el indicador de frecuencia, cuyo *límite superior* es igual a es igual a  $1.05 * \text{metaSAIFI}_t = 462.3$

### 6.1.1. CASO 1: cálculo de variables eléctricas y confiabilidad para el caso base del sistema IEEE 123.

El caso base, consiste en analizar desde el punto de vista técnico, por lo tanto, se ejecuta un flujo de carga, donde se obtuvieron las tensiones y corrientes.

En la tabla 2 y 3, se ilustran los rangos de tensión y los límites térmicos.

#### -----PHASE VOLTAGES -----

	NODE	V (p.u.)
Mínimo	N114	0,965
Máximo	N149	1,01

Tabla 2. Niveles de tensión de FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx en estado normal.

#### -----PHASE CORRIENTES -----

	I (A)
%	No se viola el límite térmico

Tabla 3. Cargabilidad de FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx en estado normal.

En la tabla 2 y 3, se puede observar que los niveles de tensión son aceptables, la cargabilidad de las redes están en sus rangos normales.

A continuación, se evalúan los índices de confiabilidad en el sistema de distribución en estado normal de operación:

Valoración confiabilidad.

$$\text{SAIDI}_{\text{caso base}} = 451.2143 \text{ duración.} \quad \text{InSAIDI } (\%)_{\text{caso base}} = \frac{462.3}{\text{SAIDI}_{\text{caso base}}} = 98\%$$

$$\text{SAIFI}_{\text{caso base}} = 80.4409 \text{ interrupciones.} \quad \text{InSAIFI } (\%)_{\text{caso base}} = \frac{90.5}{\text{SAIFI}_{\text{caso base}}} = 89 \%$$

Con estos resultados, tenemos el escenario de referencia (caso base) para el cálculo de los índices de confiabilidad y este es el punto de partida para poder ilustrar el mejoramiento de la calidad del servicio con relación a los demás casos de estudio.



### 6.1.2. CASO 2: cálculo de variables eléctricas y confiabilidad para sistema IEEE 123 simulando reconfiguración (una fuente equivalente nodo 114).

En el caso de estudio 2, se desarrolla un procedimiento para evaluar el efecto del método de reconfiguración de redes de distribución de energía eléctrica. Durante su desarrollo, se ejecuta un flujo de carga que determina las variables del sistema, con el fin encontrar el nodo donde se tiene la menor tensión y simular una nueva red eléctrica instalando un generador ilimitado en esta frontera y abriendo un seccionador que lo alimenta.

Para lograrlo, se simula la reconfiguración de la red de distribución, instalando una planta de generación en el nodo N114 (se toma el nodo más alejado del sistema eléctrico) como fuente equivalente, simulando una transferencia de carga y posteriormente se abre el elemento de corte 197 (reconectador). Por último, se ejecuta un flujo de carga.

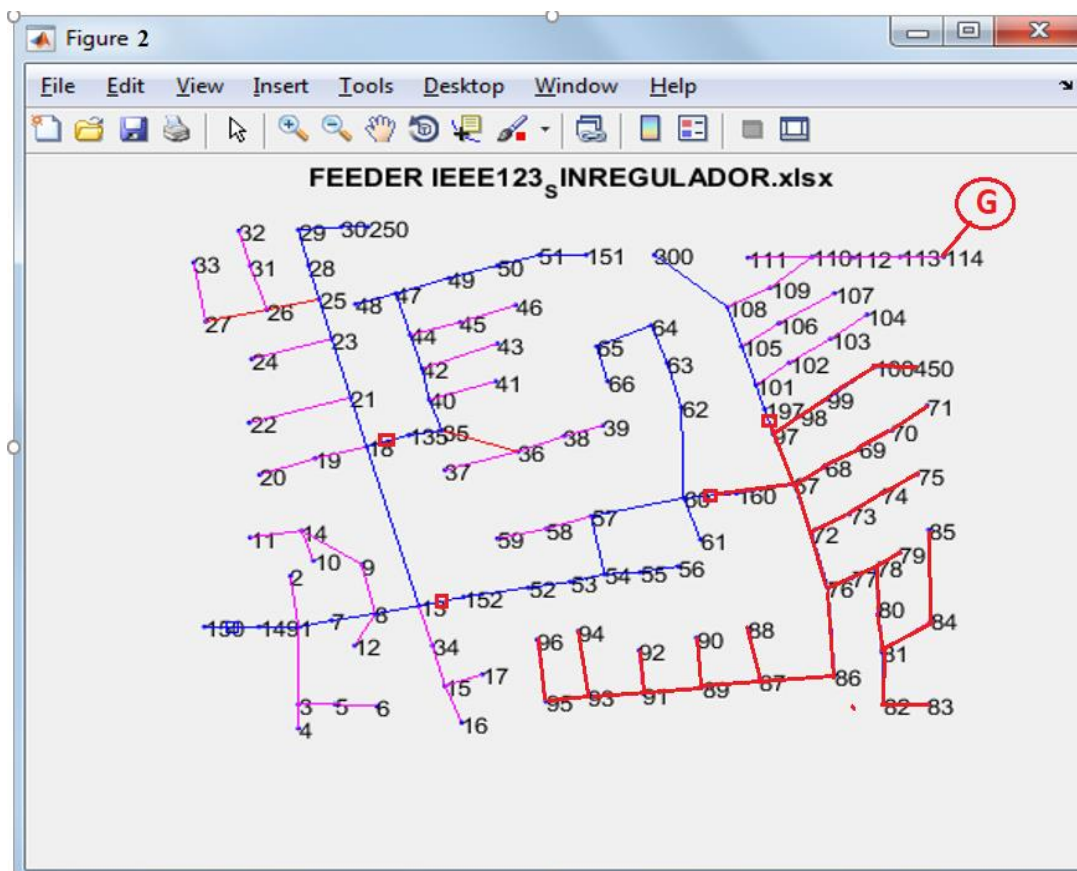


Figura 12. Topología del FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx con fuente equivalente en N114 para reconfiguración de red.

-----PHASE VOLTAGES -----

	NODE	V (p.u.)
Mínimo	N71	0,9642
Máximo	N149	1,01

Tabla 4. Niveles tensión FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx simulando reconfiguración.

-----PHASE CORRIENTES -----

	I (A)
%	No se viola el limite térmico

Tabla 5. Cargabilidad de FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx simulando reconfiguración.

Se puede observar que en la tabla 4 y tabla 5, los niveles de tensión son aceptables, la cargabilidad de las redes están en sus rangos normal, por tanto, el método de reconfiguración de redes mejora los índices de confiabilidad.

A continuación, se evalúan los índices de confiabilidad en un Sistema de distribución, simulando el escenario de reconfiguración de red:

Valoración confiabilidad.

$SAIDI_{con\ reconfiguración} = 410.9421$  duración.

$$InSAIDI (\%)_{con\ reconfiguración} = \frac{462.3}{SAIDI_{con\ reconfiguración}} = 89 \%$$

$SAIFI_{con\ reconfiguración} = 76.8756$  interrupciones.

$$InSAIFI (\%)_{con\ reconfiguración} = \frac{90.5}{SAIFI_{con\ reconfiguración}} = 85 \%$$

Con los resultados obtenidos y comparándolo con el escenario de referencia (caso base), se puede observar una mejoría en los índices de confiabilidad, ya que se logró alimentar parte del circuito con una fuente equivalente en el nodo 114 el cual simula el traslado de carga a otro circuito. La reconfiguración mencionada hace referencia a la disminución de interrupciones e indisponibilidad en tiempo de usuarios afectados.

### 6.1.3. CASO 3: cálculo de variables eléctricas y confiabilidad para el sistema IEEE 123 utilizando la metodología propuesta.

En este último caso de estudio, se utiliza un algoritmo genético para realizar la ubicación de los proyectos de generación, usando como restricción la mejora de los niveles de tensión y alivio de la cargabilidad de las redes, de esta manera se obtuvieron los siguientes resultados:

Hijo = [ 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0  
0 0 0 1 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0 0  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0 0 0 0 0  
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0];

Tabla 6. Resultado algoritmo genético.

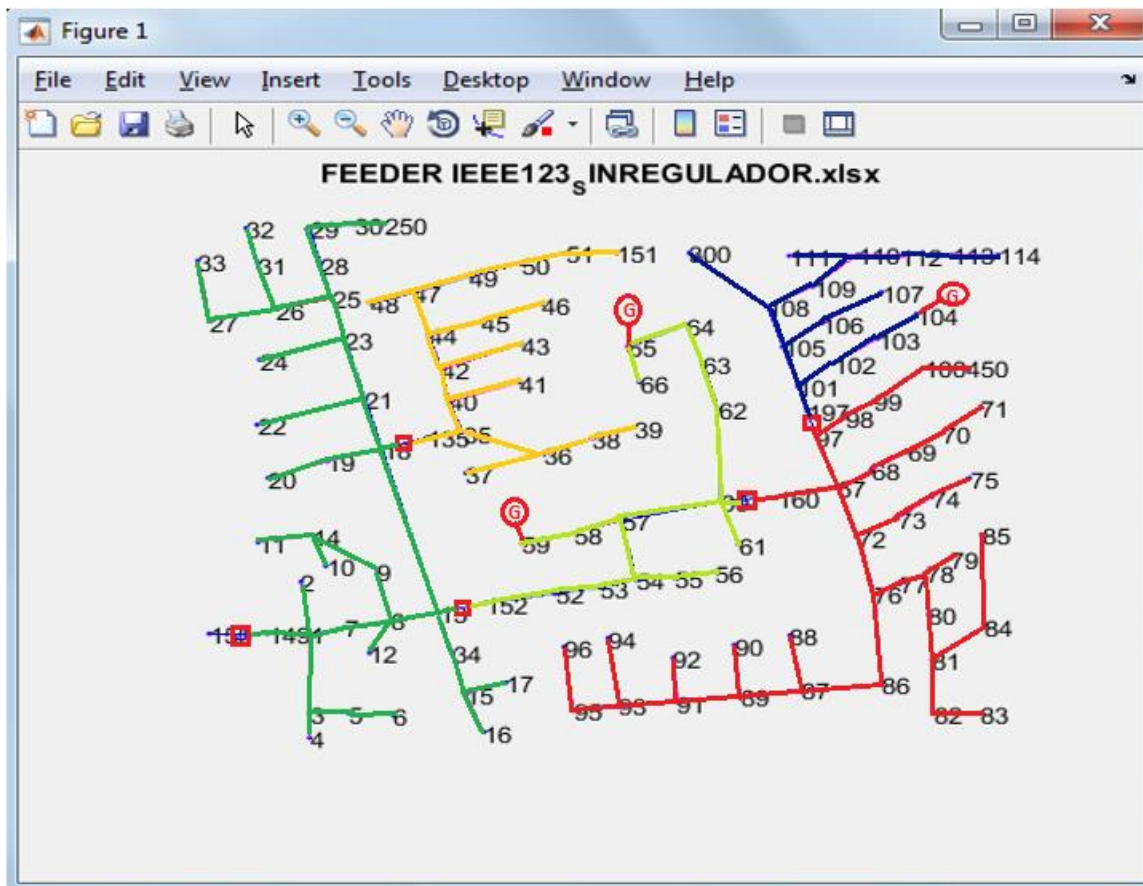


Figura 13. Topología del FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx utilizando la metodología propuesta.

El vector Hijo final obtenido con el algoritmo genético, nos indica que se pueden conectar 3 unidades de generación en nodos N59, N65 y N104. Con la respuesta obtenida, se continúa ejecutando un nuevo flujo de carga arrojándonos el siguiente resultado:

-----PHASE VOLTAGES -----

	NODE	V (p.u.)
Mínimo	N71	0,9787
Máximo	N149	1,01

Tabla 7. Niveles de tensión FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx con generación distribuida.

-----PHASE CORRIENTES -----

	I (A)
%	No se viola el limite térmico

Tabla 8. Cargabilidad FEEDER IEEE 123 SIN REGULADOR.xlsx con generación distribuida.

Se puede observar que en la tabla 7 y 8 los niveles de tensión mejoraron en comparación con los obtenidos en estado normal, se aliviaron las cargas que fluyen por las redes.

Ahora, se evalúan los índices de confiabilidad en un Sistema de distribución incluyendo generación distribuida:

Valoración confiabilidad.

$$SAIDI_{con\ generaci3n} = 362.0346 \text{ duraci3n.}$$

$$InSAIDI (\%)_{con\ generaci3n} = \frac{462.3}{SAIDI_{con\ generaci3n}} = 78\%$$

$$SAIFI_{con\ generaci3n} = 74.7595 \text{ interrupciones.}$$

$$InSAIFI (\%)_{con\ generaci3n} = \frac{90.5}{SAIFI_{con\ generaci3n}} = 83 \%$$

Luego de los resultados obtenidos, se evidencia que la metodología propuesta (incluye generación distribuida) mejora los índices de confiabilidad, ya que, en caso de falla, se logra alimentar al menos dos islas (red en color azul y verde de la figura 13) suponiendo el cumplimiento regulatorio (en menos de 3 minutos para alimentar los usuarios).

## 6.2. REMUNERACIÓN SEGÚN EL MARCO REGULATORIO

En la figura 14, se ilustran los límites máximos y mínimos producto de la evaluación de los tres casos de estudio, por lo tanto, podemos realizar el análisis respectivo y decidir cuándo se garantiza la viabilidad económica por remuneración. Adicionalmente, en esta gráfica se integra el comportamiento de los índices SAIDI y SAIFI con relación a la proyección de tres años:

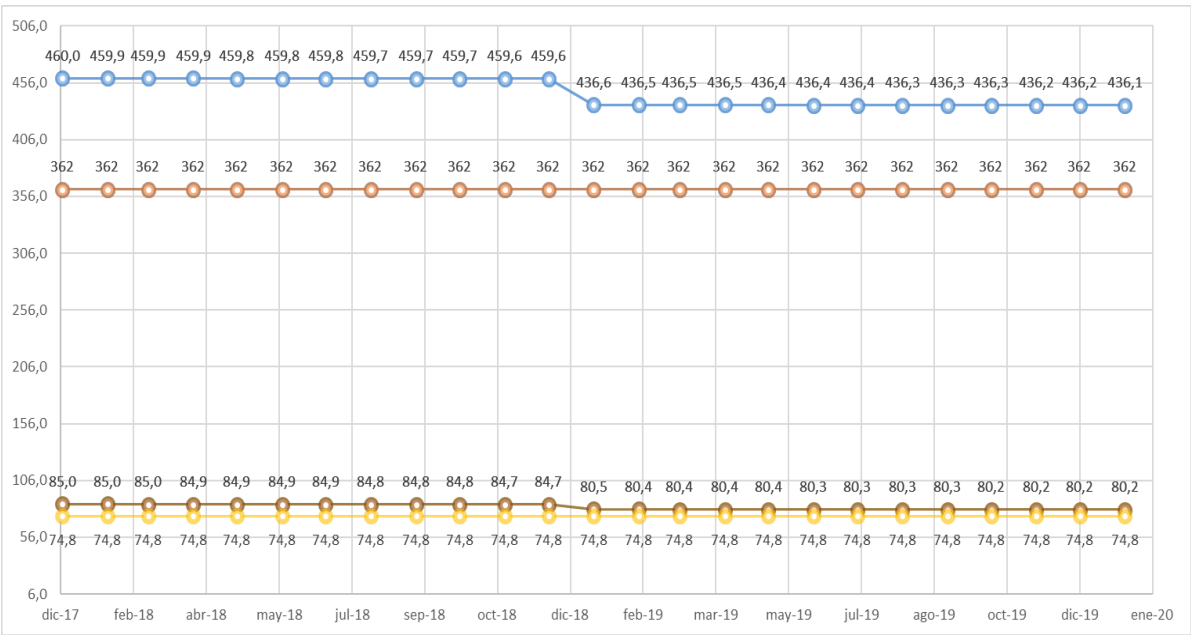


Figura 14. Proyección SAIDI y SAIFI considerando generación distribuida.

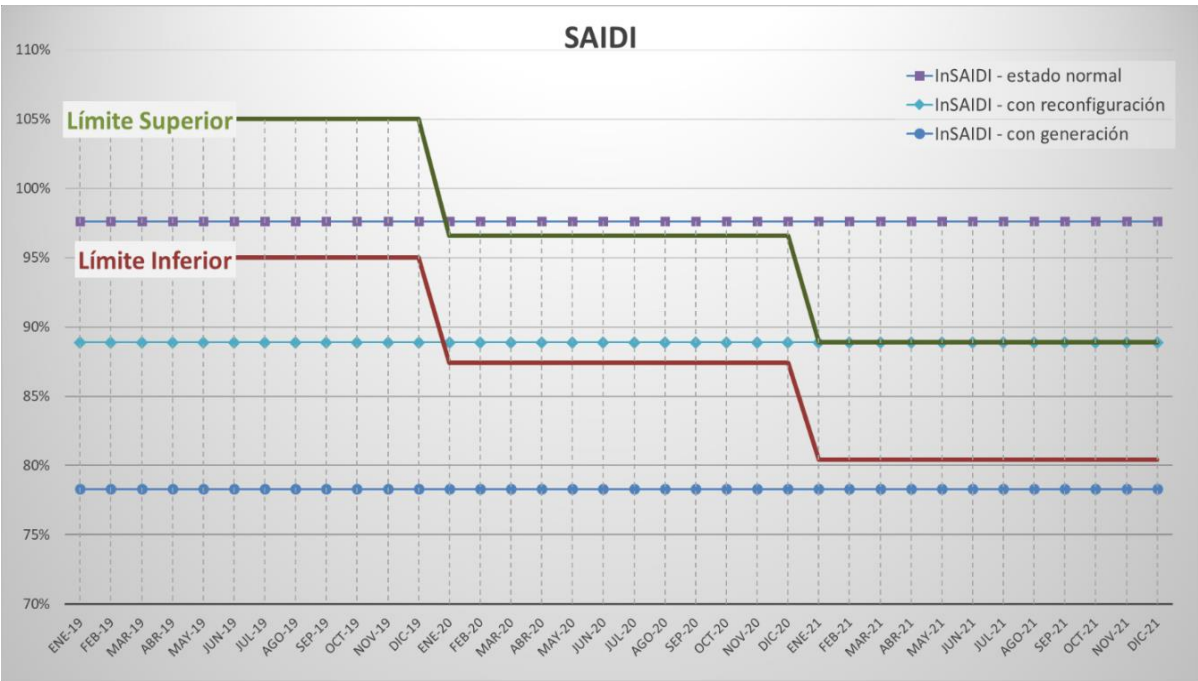


Figura 15. Análisis porcentual SAIDI obtenido en los tres escenarios.

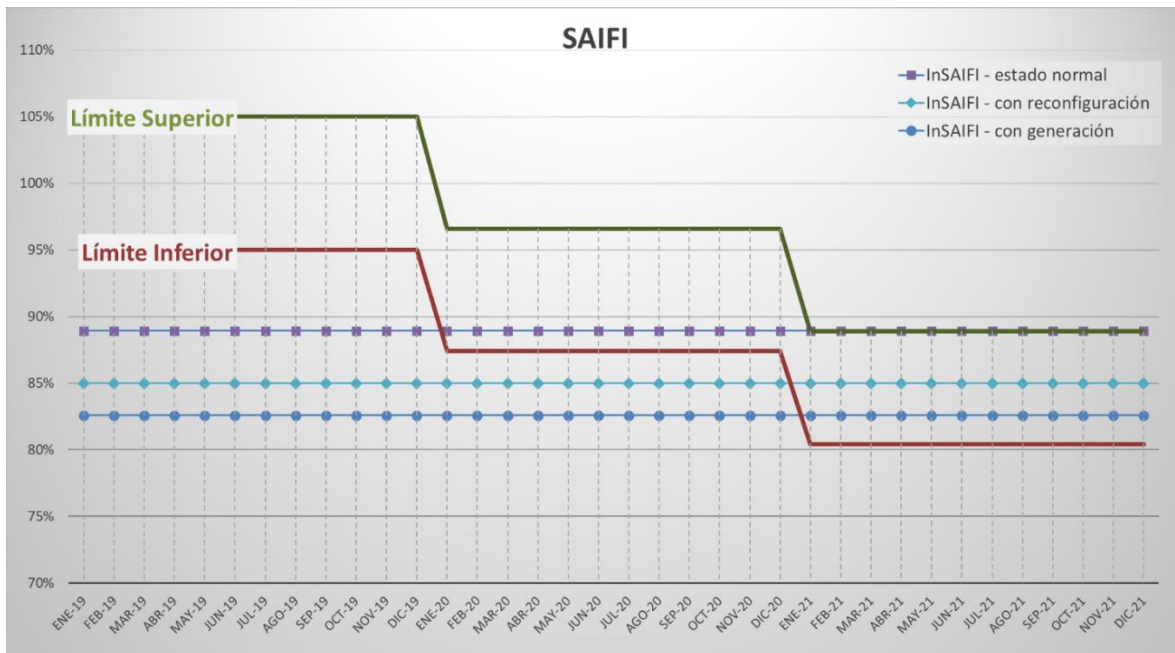


Figura 16. Análisis porcentual SAIFI obtenido en los tres escenarios.

En la figura 15 y 16 se puede observar una notable mejoría porcentualmente de los índices de confiabilidad SAIDI e SAIFI utilizando la metodología propuesta.

### 6.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Luego de realizar la evaluación del sistema de prueba IEEE 123 nodos en estado normal de operación, con la simulación de una reconfiguración de la red de distribución, finalmente, se implementó la metodología para el mejoramiento de los índices de confiabilidad propuesto:

- Con la implementación de la metodología para mejorar los índices de calidad, se obtienen valores que cumplen con los rangos de tensión en los límites permisibles y una cargabilidad en los rangos normales. En el momento de considerar la generación distribuida, se pudo observar que la tensión se acerca a 1 p.u., lo cual indica que efectivamente se percibe un alivio en las redes. Se pasó de un voltaje mínimo de 0,965 p.u. a 0,979 p.u.
- En el primer escenario se evalúa la confiabilidad del sistema de distribución de energía eléctrica en condiciones normales, es decir, sin considerar la integración de la generación distribuida, allí se obtuvo un SAIDI = 451.2143 asociado a un índice SAIDI (%) del 98 %, SAIFI = 80.4409 asociado a un índice SAIFI (%) del 89 % de la meta del OR para el primer año.

- En el segundo escenario se evalúa confiabilidad del sistema de distribución considerando la reconfiguración de la red eléctrica con una fuente que inyecta potencia en el Nodo N114 (transferencia del circuito), allí se obtuvo un SAIDI = 410.9421 asociado a un índice SAIDI (%) del 89 % y SAIFI = 76.8756, SAIFI = 76.8756 asociado a un índice SAIFI (%) del 85 % de la meta del OR para el primer año.
- En el tercer escenario se evalúa confiabilidad al sistema de distribución de utilizado la metodología propuesta, es decir, considerando la integración de tres unidades de generación, allí se obtuvo un SAIDI = 362.0346 asociado a un índice SAIDI (%) del 78 % y un SAIFI= 74.7595 asociado a un índice SAIFI (%) del 83 % de la meta del OR para el primer año
- Comparando los tres escenarios, se puede observar que al utilizar la metodología propuesta (integración de la generación distribuida), se obtiene la disminución en los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI. Se mejora en duración las interrupciones al año (disminución SAIDI en 89,21) un 19.77 % y en cantidad de interrupciones al año un 7.4% (disminución SAIFI en 5.74).
- Para el índice SAIFI, en el primer y segundo año se cumplen con los límites definidos para los tres escenarios, sin embargo, para el tercer año se evidencia que en el escenario normal sobrepasa el límite superior.
- Para el índice SAIDI, en el primer año se cumplen con los límites definidos para los tres escenarios, sin embargo, para el segundo año se observa que en el escenario normal sobrepasa el límite superior y el tercer año el escenario de reconfiguración también sobrepasa el límite superior.
- En las últimas dos situaciones, se incumple con lo definido en el marco regulatorio trayendo sanciones e incentivos negativos para el OR, por esta razón se demuestra que la metodología propuesta cumple con la mejora de los índices de confiabilidad durante los tres años.

## 7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

A partir de la revisión del marco regulatorio definido por la CREG y las restricciones operativas producto del análisis del circuito, se desarrolló un modelo metodológico que ayuda a los operadores de red a tener los criterios necesarios para ubicar unidades de generación de energía eléctrica, en sistemas de distribución con el objeto de mejorar la confiabilidad en las redes eléctricas (aumentado la continuidad en el servicio). Partiendo de lo anterior, es posible concluir lo siguiente:

- Se desarrolló una metodología para disminuir los índices de confiabilidad en sistemas de distribución, utilizando generación distribuida, por lo tanto, se planteó un procedimiento de optimización dirigido a la reducción de los indicadores SAIDI, SAIFI que incluyen las exigencias del marco regulatorio actual y que, basado en la revisión del estado del arte, no se encuentra disponible en Colombia.
- El marco regulatorio definido por la CREG limita la integración de generación distribuida a nivel de tensión 1. Desde el punto de vista técnico, fue viable la conexión de fuentes renovables a las redes de distribución, ya que, se definieron las restricciones necesarias durante la implementación de la metodología
- La metodología propone un algoritmo genético a fin de resolver el problema de ubicación de recursos distribuidos. Este algoritmo ha tenido excelentes resultados al momento de resolver problemas de alta complejidad como la que se presenta en la sección 6 en los sistemas de distribución.
- El proceso de simulación de Montecarlo se integró al algoritmo genético como función objetivo permitiendo evaluar la disminución de los índices SAIDI y SAIFI integrando los recursos distribuidos.
- Los resultados obtenidos al evaluar la metodología descrita en este trabajo en un sistema de prueba demostraron la efectividad del procedimiento al reducir los índices de SAIDI y SAIFI, ya que, luego de comparar los tres escenarios fue posible determinar que la integración de la generación distribuida disminuye los índices de confiabilidad.
- La planeación y operación de sistemas interconectados con generación distribuida provee beneficios por remuneración económica y aumento en la confiabilidad de la red en análisis.



- A partir del modelo desarrollado, los operadores de red podrán participar de forma activa en los procesos de mejoramiento continuo de los índices de confiabilidad en sistemas eléctrico de distribución.

Así mismo, se dan a conocer temas de investigación que deben ser abordados por la relevancia académica e impacto que podrían tener en el sector eléctrico:

- Inclusión de criterios de confiabilidad que se acoplen a futuras resoluciones CREG que regulen la inyección de potencia de recursos distribuidos en niveles de tensión superiores.
- Evaluación económica de reducir pérdidas cuya función objetivo sea mejorar la confiabilidad en las redes eléctricas.
- Análisis del impacto de la integración de vehículos eléctricos en la confiabilidad de las redes de distribución de energía eléctrica.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEEE STANDARDS ASSOCIATION “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”, 21-05-2017, IEEE Standards.
- [2] Nikolaos C. Koutsoukis, Dimitris O. Siagkas, Pavlos S. Georgilakis, Senior Member and Nikos D. Hatziaargyriou, Fellow, “Online Reconfiguration of Active Distribution Networks for Maximum Integration of Distributed Generation”, IEEE transactions on automation science and engineering, vol. 14, no. 2, April 2017.
- [3] Bo Ruan, Xi Chen, Jun Huang\*, Zhen Mei, Yu Li, “Network Reconfiguration for Loss Reduction in Distribution Network with Distributed Generation”, Power and Renewable Energy (ICPRE), 2016 IEEE International Conference on Power and Renewable Energy.
- [4] Sangeeta Das, Debapriya Das y Amit Patra, “Distribution Network Reconfiguration using Distributed Generation Unit considering Variations of Load”, 1st IEEE International Conference on Power Electronics. Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES-2016).
- [5] Aboelsood Zidan, Hany E. Farag, and E. F. El-Saadany, Senior Member, IEEE, “Network reconfiguration in balanced and unbalanced distribution systems with high DG penetration”, Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, 978-1-4577-1002-5/11/\$26.00 ©2011 IEEE.
- [6] Superservicios “Diagnostico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia”  
[https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/SSPD%20Publicaciones/Publicaciones/2018/Oct/diagnosticodecalidad2017\\_version\\_06072018\\_1.pdf](https://www.superservicios.gov.co/sites/default/archivos/SSPD%20Publicaciones/Publicaciones/2018/Oct/diagnosticodecalidad2017_version_06072018_1.pdf).
- [7] Khyati Mistry, “MSFL Based Determination of Optimal Size and Location of Distributed Generation in Radial Distribution System”, Publicity: Power Systems Conference (NPSC), 2016 National.
- [8] Vivekananda Haldar, Niladri Chakraborty, “Reliability enhancement in radial distribution system using Fish Electrolocation Optimization”, International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques (ICEEOT) – 2016.
- [9] H. Maghdan, T. Gentile, A. Meklin, and X. Tan, “Integrated Economic and Reliability Planning,” IEEE Power and Energy Society General Meeting, no. 2, pp. 1–8, 2012.

- [10] Tony Seegers, Ken Birt, "Impact of Distributed Resources on Distribution Relay Protection," A report to the Line Protection Subcommittee of the Power System Relay Committee of The IEEE Power Engineering Society, August 2004
- [11] IEEE, Standards Association, "IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection" Sponsored by the IEEE Standards Coordinating Committee 21 on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage, IEEE Std 1547.7™, Approved 11 December 2013.
- [12] German Arce Zapata ministro de minas y energía; UPME, "*Guía rápida para la aplicación de incentivos tributarios para la ley 1715 del 2014*", [http://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla\\_IGE\\_Incentivos\\_Tributarios\\_Ley1715.pdf](http://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla_IGE_Incentivos_Tributarios_Ley1715.pdf).
- [13] Resolución CREG 015 del 2018, Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). Modificación a la CREG-097 del 2008: "*Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.*" <http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/publications/globaltrends/renewableenergyinvestment2017.pdf>.
- [14] Ahmed S. A. Awad, Student Member, IEEE, Tarek H. M. EL-Fouly, Member, IEEE, and Magdy M. A. Salama, Fellow, IEEE: "Optimal ESS Allocation and Load Shedding for Improving Distribution System Reliability", IEEE transactions on smart grid – 2014.
- [15] Resolución CREG 030 del 2018, Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). "*Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.*" <https://www.celsia.com/Portals/0/Documentos/conexion-generacion-distribuida/Resolucion-Creg030-2018.pdf?ver=2018-04-23-181818-593>. 01 marzo 2019
- [16] Ph.D. Carlos Julio Zapata, "2. *Sistemas de Distribución – Simulación de Montecarlo*".[http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/apsee/curso\\_2011\\_zapata\\_3.pdf](http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/apsee/curso_2011_zapata_3.pdf)", 2011
- [17] Ph.D. Alejandro Garcés, Flujo de carga y comparación con el lineal, "*Linear load flow in power distribution systems Unbalanced Case*". <https://la.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/56074-linear-load-flow-in-power-distribution-systems-unbalanced-case?focused=6916800&tab=function>. Octubre 2016